

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ВЛАДИВОСТОКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ТРАНСПОРТНЫХ ПРОЦЕССОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

Рабочая программа дисциплины (модуля)
УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Направление и направленность (профиль)
21.03.01 Нефтегазовое дело. Нефтегазовое дело

Год набора на ОПОП
2022

Форма обучения
очная

Владивосток 2023

Рабочая программа дисциплины (модуля) «Устройство и эксплуатация газораспределительных систем» составлена в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело (утв. приказом Минобрнауки России от 09.02.2018г. №96) и Порядком организации и осуществления образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования – программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры (утв. приказом Минобрнауки России от 06.04.2021 г. N245).

Составитель(и):

Городников О.А., старший преподаватель, Кафедра транспортных процессов и технологий, Gorodnikov.O@vvsu.ru

Утверждена на заседании кафедры транспортных процессов и технологий от 18.04.2023 , протокол № 8

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой (разработчика)

Кузнецов П.А.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ	
Сертификат	1576663924
Номер транзакции	0000000000BDC02F
Владелец	Кузнецов П.А.

1 Цель, планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю)

Целью освоения дисциплины «Устройство и эксплуатация газораспределительных систем» является изучение видов систем газоснабжения, способов их проектирования и расчета.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ознакомиться с состоянием и перспективами развития систем газораспределения и газопотребления и ЕСГ;
- ознакомиться с видами систем газораспределения и газопотребления;
- провести изучение и анализ способов гидравлического расчета систем газораспределения и газопотребления.

Планируемыми результатами обучения по дисциплине (модулю), являются знания, умения, навыки. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Компетенции, формируемые в результате изучения дисциплины (модуля)

Название ОПОП ВО, сокращенное	Код и формулировка компетенции	Код и формулировка индикатора достижения компетенции	Результаты обучения по дисциплине		
			Код результата	Формулировка результата	
21.03.01 «Нефтегазовое дело» (Б-НД)	ПКВ-1 : Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКВ-1.1к : применяет знания назначения, правил эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования	РД1	Знание	требования нормативных документов по устройству и эксплуатации газораспределительных систем
			РД2	Умение	выполнять технические работы по эксплуатации газораспределительных систем в соответствии с технологическими регламентами
			РД3	Навык	Выбора и применения нормативной технической документации, соответствующей поставленной задаче профессиональной деятельности
		ПКВ-1.2к : анализирует параметры работы технологического оборудования в соответствии с нормативами в рамках решения поставленных задач профессиональной деятельности	РД4	Знание	методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления
			РД5	Умение	применять методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления
			РД6	Навык	гидравлического расчета сетей с использованием программных и расчетно-графических методов

2 Место дисциплины (модуля) в структуре ОПОП

Дисциплина «Устройство и эксплуатация газораспределительных систем» входит в структуру вариативной части учебного плана направления 21.03.01 Нефтегазовое дело.

3. Объем дисциплины (модуля)

Объем дисциплины (модуля) в зачетных единицах с указанием количества академических часов, выделенных на контактную работу с обучающимися (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу, приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Общая трудоемкость дисциплины

Название ОПОП ВО	Форма обучения	Часть УП	Семестр (ОФО) или курс (ЗФО, ОЗФО)	Трудо-емкость (З.Е.)	Объем контактной работы (час)					СРС	Форма аттес-тации	
					Всего	Аудиторная			Внеауди-торная			
						лек.	прак.	лаб.	ПА			КСР
21.03.01 Нефтегазовое дело	ОФО	Б1.В	6	4	55	36	0	18	1	0	89	Э

4 Структура и содержание дисциплины (модуля)

4.1 Структура дисциплины (модуля) для ОФО

Тематический план, отражающий содержание дисциплины (перечень разделов и тем), структурированное по видам учебных занятий с указанием их объемов в соответствии с учебным планом, приведен в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Разделы дисциплины (модуля), виды учебной деятельности и формы текущего контроля для ОФО

№	Название темы	Код ре-зультата обучения	Кол-во часов, отведенное на				Форма текущего контроля
			Лек	Практ	Лаб	СРС	
1	Основные сведения о газораспределительных сетях. Свойства газов. Гидравлический расчет газораспределительных сетей	РД4	8	0	4	14	Практические задания, собеседование
2	Регуляторы давления газа. Газорегуляторные станции.	РД5	6	0	2	15	Практические задания, собеседование
3	Гидравлический режим газовых сетей. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей.	РД1, РД2	8	0	4	15	Практические задания, собеседование
4	Внутренние устройства газоснабжения. Хранилища природного газа и газозаправочные станции.	РД3, РД5	4	0	2	15	Практические задания, собеседование
5	Общие сведения о сжиженных углеводородных газах. Транспорт сжиженных углеводородов. Хранение сжиженных углеводородных газов.	РД2, РД6	6	0	4	15	Практические задания, собеседование
6	Кустовые базы и газонаполнительные станции. Резервуарные и баллонные установки газоснабжения.	РД5	4	0	2	15	Практические задания, собеседование
Итого по таблице			36	0	18	89	

4.2 Содержание разделов и тем дисциплины (модуля) для ОФО

Тема 1 Основные сведения о газораспределительных сетях. Свойства газов. Гидравлический расчет газораспределительных сетей.

Содержание темы: Основные сведения о газораспределительных сетях и хранилищах газа. Горючие газы, используемые для газоснабжения. Основные физические свойства газов. Потребители газа. Режим потребления газа. Расчетные расходы газа. Гидравлический расчет простых газопроводов. Гидравлический расчет газопроводов низкого, среднего и высокого давления. Гидравлический расчет наклонных газопроводов. Методы расчета тупиковой газораспределительной сети. Метод «предельной выгоды». Гидравлический расчет кольцевых газораспределительных сетей.

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Тема 2 Регуляторы давления газа. Газорегуляторные станции.

Содержание темы: Регулирование давления газа. Классификация регуляторов давления. Конструктивные особенности регуляторов давления газа. Расчет пропускной способности регуляторов давления. Размещение газорегуляторных пунктов и установок. Устройство газорегуляторных пунктов. Газораспределительные станции.

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Тема 3 Гидравлический режим газовых сетей. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей.

Содержание темы: Режим работы газовых сетей. Гидравлический режим газовой сети низкого давления. Сезонное регулирование давления газа на выходе из ГРП. Наружные газопроводы газораспределительных сетей. Трубы и их соединения. Газовая арматура и оборудование. Приемка и ввод газопроводов в эксплуатацию.

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Тема 4 Внутренние устройства газоснабжения. Хранилища природного газа и газозаправочные станции.

Содержание темы: Устройство внутренних газопроводов. Бытовые газовые приборы. Методы компенсации сезонных, суточных и часовых колебаний потребления газа. Аккумулирующая способность магистрального газопровода. Подземные хранилища газа. Газонаполнительные станции сжатого природного газа.

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Тема 5 Общие сведения о сжиженных углеводородных газах. Транспорт сжиженных углеводородов. Хранение сжиженных углеводородных газов.

Содержание темы: Перевозка СУГ в железнодорожных цистернах. Перевозка сжиженных газов в автомобильных цистернах. Перевозка сжиженного газа автотранспортом в баллонах и «скользящих» резервуарах. Перевозка СУГ водным транспортом. Транспортировка СУГ по трубопроводам. Определение объемов хранилищ. Хранение СУГ под давлением в металлических резервуарах. Шахтные хранилища СУГ. Подземные

хранилища СУГ в отложениях каменной соли. Изотермическое хранение СУГ в стальных и железобетонных резервуарах. Подземные ледопородные хранилища СУГ.

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Тема 6 Кустовые базы и газонаполнительные станции. Резервуарные и баллонные установки газоснабжения.

Содержание темы: Устройство кустовой базы (газонаполнительной станции) сжиженного углеводородного газа. Анализ методов перемещения сжиженных углеводородных газов. Заправка автомобилей сжиженными углеводородными газами. Регазификация сжиженных углеводородных газов. Конструктивные особенности испарителей сжиженных углеводородных газов. Резервуарные баллонные установки с естественным и искусственным испарением. Использование газовоздушных смесей для газоснабжения.

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

5 Методические указания для обучающихся по изучению и реализации дисциплины (модуля)

5.1 Методические рекомендации обучающимся по изучению дисциплины и по обеспечению самостоятельной работы

В ходе изучения данного курса студент слушает лекции по основным темам, посещает практические занятия, занимается индивидуально. Практические занятия предполагают как индивидуальное, так и групповое выполнение поставленных задач, коллективное обсуждение полученных результатов.

Особое место в овладении данным курсом отводится самостоятельной работе по изучению литературы, электронных изданий, работе с библиотечными и поисковыми системами.

Начиная изучение дисциплины, студенту необходимо:

- ознакомиться с программой, изучить список рекомендуемой литературы;
- внимательно разобраться в структуре курса, в системе распределения учебного материала по видам занятий, формам контроля, чтобы иметь представление о курсе в целом;
- информационные технологии: Microsoft Office Professional Plus 2013 Russian

5.2 Особенности организации обучения для лиц с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов

При необходимости обучающимся из числа лиц с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов (по заявлению обучающегося) предоставляется учебная информация в доступных формах с учетом их индивидуальных психофизических особенностей:

- для лиц с нарушениями зрения: в печатной форме увеличенным шрифтом; в форме электронного документа; индивидуальные консультации с привлечением тифлосурдопереводчика; индивидуальные задания, консультации и др.

- для лиц с нарушениями слуха: в печатной форме; в форме электронного документа; индивидуальные консультации с привлечением сурдопереводчика; индивидуальные задания, консультации и др.

- для лиц с нарушениями опорно-двигательного аппарата: в печатной форме; в форме электронного документа; индивидуальные задания, консультации и др.

6 Фонд оценочных средств для проведения текущего контроля и промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине (модулю)

В соответствии с требованиями ФГОС ВО для аттестации обучающихся на соответствие их персональных достижений планируемым результатам обучения по дисциплине (модулю) созданы фонды оценочных средств. Типовые контрольные задания, методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений и навыков, а также критерии и показатели, необходимые для оценки знаний, умений, навыков и характеризующие этапы формирования компетенций в процессе освоения образовательной программы, представлены в Приложении 1.

7 Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины (модуля)

7.1 Основная литература

1. Газораспределение : учебник / А. А. Коршак, С. В. Китаев, Е. А. Любин, В. В. Миронов ; под. ред. проф. А. А. Коршака. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. - 596 с. - ISBN 978-5-9729-0833-2. - Текст : электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1904200> (дата обращения: 15.05.2024).

2. Мирошниченко, Т. А. Проектирование и безопасность газораспределительных систем : учебное пособие / Т. А. Мирошниченко. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. - 164 с. - ISBN 978-5-9729-1030-4. - Текст : электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1904207> (дата обращения: 15.05.2024).

3. Оборудование сетей газораспределения и газопотребления : учебное пособие для вузов / С. М. Суслов, Е. Ю. Камынина, А. С. Мясников, Д. В. Резников. — Москва : Издательство Юрайт, 2023. — 220 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-14716-2. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/520159> (дата обращения: 15.05.2024).

7.2 Дополнительная литература

1. Краснов, В. И. Монтаж газораспределительных систем : учебное пособие / В.И. Краснов. — Москва : ИНФРА-М, 2021. — 309 с. — (Среднее профессиональное образование). - ISBN 978-5-16-004951-9. - Текст : электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1194138> (дата обращения: 01.03.2023). – Режим доступа: по подписке.

2. Оборудование сетей газораспределения и газопотребления : учебное пособие для вузов / С. М. Суслов, Е. Ю. Камынина, А. С. Мясников, Д. В. Резников. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 220 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-14716-2. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/479361> (дата обращения: 15.05.2024).

3. Оборудование сетей газораспределения и газопотребления : учебное пособие для среднего профессионального образования / С. М. Суслов, Е. Ю. Камынина, А. С. Мясников, Д. В. Резников. — Москва : Издательство Юрайт, 2023. — 220 с. — (Профессиональное образование). — ISBN 978-5-534-15197-8. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/520168> (дата обращения: 15.05.2024).

7.3 Ресурсы информационно-телекоммуникационной сети "Интернет", включая профессиональные базы данных и информационно-справочные

системы (при необходимости):

1. Образовательная платформа "ЮРАЙТ"
2. Электронно-библиотечная система "ZNANIUM.COM"
3. Электронно-библиотечная система "ZNANIUM.COM" - Режим доступа: <https://znanium.com/>
4. Open Academic Journals Index (ОАИ). Профессиональная база данных - Режим доступа: <http://oaji.net/>
5. Президентская библиотека им. Б.Н.Ельцина (база данных различных профессиональных областей) - Режим доступа: <https://www.prlib.ru/>
6. Информационно-справочная система "Консультант Плюс" - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>

8 Материально-техническое обеспечение дисциплины (модуля) и перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине (модулю), включая перечень программного обеспечения

Основное оборудование:

- Компьютеры
- Проектор

Программное обеспечение:

- AutoCAD
- Adobe Reader
- Компас-3D

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ВЛАДИВОСТОКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ТРАНСПОРТНЫХ ПРОЦЕССОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

Фонд оценочных средств
для проведения текущего контроля
и промежуточной аттестации по дисциплине (модулю)

УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Направление и направленность (профиль)

21.03.01 Нефтегазовое дело. Нефтегазовое дело

Год набора на ОПОП
2022

Форма обучения
очная

Владивосток 2023

1 Перечень формируемых компетенций

Название ОПОП ВО, сокращенное	Код и формулировка компетенции	Код и формулировка индикатора достижения компетенции
21.03.01 «Нефтегазовое дело» (Б-НД)	ПКВ-1 : Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКВ-1.1к : применяет знания назначения, правил эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования
		ПКВ-1.2к : анализирует параметры работы технологического оборудования в соответствии с нормативами в рамках решения поставленных задач профессиональной деятельности

Компетенция считается сформированной на данном этапе в случае, если полученные результаты обучения по дисциплине оценены положительно (диапазон критериев оценивания результатов обучения «зачтено», «удовлетворительно», «хорошо», «отлично»). В случае отсутствия положительной оценки компетенция на данном этапе считается несформированной.

2 Показатели оценивания планируемых результатов обучения

Компетенция ПКВ-1 «Способность проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности»

Таблица 2.1 – Критерии оценки индикаторов достижения компетенции

Код и формулировка индикатора достижения компетенции	Результаты обучения по дисциплине			Критерии оценивания результатов обучения
	Код результата	Тип результата	Результат	
ПКВ-1.1к : применяет знания назначения, правил эксплуатации и ремонта нефтегазового оборудования, методов монтажа, регулировки и наладки оборудования	РД1	Знание	требования нормативных документов по устройству и эксплуатации газораспределительных систем	Сформировавшееся систематическое знание требований нормативных документов по устройству и эксплуатации газораспределительных систем
	РД2	Умение	выполнять технические работы по эксплуатации газораспределительных систем в соответствии с технологическими регламентами	Сформировавшееся систематическое умение выполнять технические работы по эксплуатации газораспределительных систем в соответствии с технологическими регламентами
	РД3	Навык	Выбора и применения нормативной технической документации, соответствующей поставленной задаче профессиональной деятельности	Сформировавшееся систематическое владение навыками выбора и применения нормативной технической документации, соответствующей поставленной задаче профессиональной деятельности

ПКВ-1.2к : анализирует параметры работы технологического оборудования в соответствии с нормативами в рамках решения поставленных задач профессиональной деятельности	РД4	Знание	методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления	Сформированное систематическое знание методов гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления
	РД5	Умение	применять методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления	Сформированное систематическое умение применять методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления
	РД6	Навык	гидравлического расчета сетей с использованием программных и расчетно-графических методов	Сформированное владение навыками гидравлического расчета сетей с использованием программных и расчетно-графических методов

Таблица заполняется в соответствии с разделом 1 Рабочей программы дисциплины (модуля).

3 Перечень оценочных средств

Таблица 3 – Перечень оценочных средств по дисциплине (модулю)

Контролируемые планируемые результаты обучения	Контролируемые темы дисциплины	Наименование оценочного средства и представление его в ФОС		
		Текущий контроль	Промежуточная аттестация	
Очная форма обучения				
РД1	Знание : требования нормативных документов по устройству и эксплуатации газораспределительных систем	1.3. Гидравлический режим газовых сетей. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей.	Собеседование	Экзамен в устной форме
РД2	Умение : выполнять технические работы по эксплуатации газораспределительных систем в соответствии с технологическими регламентами	1.3. Гидравлический режим газовых сетей. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей.	Лабораторная работа	Экзамен в устной форме
		1.5. Общие сведения о сжиженных углеводородных газах. Транспорт сжиженных углеводородов . Хранение сжиженных углеводородных газов.	Лабораторная работа	Экзамен в устной форме
РД3	Навык : Выбора и применения нормативной технической документации, соответствующей поставленной задаче профессиональной деятельности	1.4. Внутренние устройства газоснабжения. Хранилища природного газа и газозаправочные станции.	Собеседование	Экзамен в устной форме

РД4	Знание : методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления	1.1. Основные сведения о газораспределительных сетях. Свойства газов. Гидравлический расчет газораспределительных сетей	Собеседование	Экзамен в устной форме
РД5	Умение : применять методы гидравлического и прочностного расчетов систем газоснабжения и газопотребления	1.2. Регуляторы давления газа. Газорегуляторные станции.	Лабораторная работа	Экзамен в устной форме
		1.4. Внутренние устройства газоснабжения. Хранилища природного газа и газозаправочные станции.	Лабораторная работа	Экзамен в устной форме
		1.6. Кустовые базы и газонаполнительные станции. Резервуарные и баллонные установки газоснабжения.	Лабораторная работа	Экзамен в устной форме
РД6	Навык : гидравлического расчета сетей с использованием программных и расчетно-графических методов	1.5. Общие сведения о сжиженных углеводородных газах. Транспорт сжиженных углеводородов. Хранение сжиженных углеводородных газов.	Лабораторная работа	Экзамен в устной форме

4 Описание процедуры оценивания

Качество сформированности компетенций на данном этапе оценивается по результатам текущих и промежуточных аттестаций при помощи количественной оценки, выраженной в баллах. Максимальная сумма баллов по дисциплине (модулю) равна 100 баллам.

Вид учебной деятельности	Оценочное средство						
	Устное собеседование	Доклад	Инд. задание №1	Инд. задание №2	Лабораторные работы	Итоговый экзамен	Итого
Лекции	10						10
Практические занятия					40		40
Самостоятельная работа		10					10
Промежуточная аттестация			10	10		20	40
Итого							100

Сумма баллов, набранных студентом по всем видам учебной деятельности в рамках дисциплины, переводится в оценку в соответствии с таблицей.

Сумма баллов по дисциплине	Оценка по промежуточной аттестации	Характеристика качества сформированности компетенции
от 91 до 100	«зачтено» / «отлично»	Студент демонстрирует сформированность дисциплинарных компетенций, обнаруживает всестороннее, систематическое и глубокое знание учебного материала, усвоил основную литературу и знаком с дополнительной литературой, рекомендованной программой, умеет свободно выполнять практические задания, предусмотренные программой, свободно оперирует приобретенными знаниями и умениями, применяет их в ситуациях повышенной сложности.
от 76 до 90	«зачтено» / «хорошо»	Студент демонстрирует сформированность дисциплинарных компетенций: основные знания, умения освоены, но допускаются незначительные ошибки, неточности, затруднения при аналитических операциях, переносе знаний и умений на новые, нестандартные ситуации.

от 61 до 75	«зачтено» / «удовлетворительно»	Студент демонстрирует сформированность дисциплинарных компетенций: в ходе контрольных мероприятий допускаются значительные ошибки, проявляется отсутствие отдельных знаний, умений, навыков по некоторым дисциплинарным компетенциям, студент испытывает значительные затруднения при оперировании знаниями и умениями при их переносе на новые ситуации.
от 41 до 60	«не зачтено» / «неудовлетворительно»	У студента не сформированы дисциплинарные компетенции, проявляется недостаточность знаний, умений, навыков.
от 0 до 40	«не зачтено» / «неудовлетворительно»	Дисциплинарные компетенции не сформированы. Проявляется полное или практически полное отсутствие знаний, умений, навыков.

5 Примерные оценочные средства

5.1 Собеседование – защита индивидуального задания

1. Основные сведения о газораспределительных сетях. Свойства газов.
2. Гидравлический расчет газораспределительных сетей.
3. Регуляторы давления газа.
4. Газорегуляторные станции.
5. Гидравлический режим газовых сетей.
6. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей.
7. Внутренние устройства газоснабжения.
8. Хранилища природного газа и газозаправочные станции.
9. Общие сведения о сжиженных углеводородных газах
10. Транспорт сжиженных углеводородов
11. Хранение сжиженных углеводородных газов
12. Кустовые базы и газонаполнительные станции
13. Резервуарные и баллонные установки газоснабжения.

Краткие методические указания

Собеседование проводится как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, рассчитанная на выяснение объема знаний студента по определенному разделу, теме, проблеме и т.п. Уровень усвоения теоретического материала проверяется посредством опроса по одному вопросу из каждого представленного выше раздела.

Самостоятельная работа выполняется в виде доклада, подготовленного в форме презентации по выбранной тематике. Презентация должна состоять из слайдов, последовательно раскрывающих тему доклада. При подготовке презентации приветствуется использование мультимедийных технологий, улучшающих оформление и представление материала. Оценивание самостоятельной работы происходит в виде семинара, на котором студенты выступают с докладами.

Шкала оценки

Оценка	Баллы	Описание
отлично	10	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, используя профессиональную терминологию
хорошо	7	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, но затрудняется в формулировке профессиональных терминов
удовлетворительно	5	Студент правильно, но неполно и нечетко отвечает на поставленный вопрос и затрудняется в формулировке профессиональных терминов
плохо	3	Студент неправильно отвечает на поставленный вопрос
неудовлетворительно	1-2	Студент не отвечает на поставленный вопрос

5.2 Примерный перечень вопросов по темам

Примерный перечень вопросов:

1. Основные сведения о газораспределительных сетях и хранилищах газа.

2. Горючие газы, используемые для газоснабжения.
3. Основные физические свойства газа.
4. Потребители газа. Режим потребления газа.
5. Годовые расходы газа.
6. Расчетные часовые расходы газа.
7. Гидравлический расчет простых газопроводов высокого и среднего давлений.
8. Гидравлический расчет простых газопроводов низкого давления.
9. Расчетная схема газораспределительной сети.
10. Определение расчетных расходов газа по участкам сети.
11. Расчетные перепады давления.
12. Гидравлический расчет наклонных газопроводов.
13. Традиционный метод расчета тупиковой сети.
14. Метод оптимальных диаметров.
15. Комбинированный метод расчета тупиковой газораспределительной сети.
16. Метод предельной выгоды.
17. Методика расчета кольцевых сетей.
18. Методика гидравлической увязки кольцевой сети.
19. Регулирование давления газа. Классификация регуляторов давления.
20. Расчет пропускной способности регуляторов давления.
21. Пункты редуцирования газа.
22. Газораспределительные станции. Классификация и структура.
23. Защита потребителей от повышенного и пониженного давления в сетях.
24. Подогрев газа на ГРС.
25. Режим работы газовых приборов.
26. Гидравлический режим газовой сети низкого давления.
27. Сезонное регулирование давления газа на выходе ПРГ.
28. Трассировка газопроводов. Пересечение газопроводов с различными препятствиями.
29. Трубы и их соединения.
30. Газовая арматура и оборудование.
31. Приемка и ввод газопроводов в эксплуатацию.
32. Устройство внутренних газопроводов.
33. Бытовые газовые плиты.
34. Газовые плиты предприятий общественного питания.
35. Аппараты горячего водоснабжения.
36. Аппараты емкостные газовые бытовые типа АГВ.
37. Аппараты отопительные газовые с водяным контуром бытовые типа АОГВ.
38. Комбинированные аппараты типа АКГВ.
39. Печные газовые горелки.
40. Методы компенсации сезонных, суточных и часовых колебаний потребления газа.
41. Аккумулирующая способность магистрального газопровода.
42. Подземные хранилища газа.
43. Способы оптимизации и совершенствования газораспределительных систем.
44. Основные понятия о СУГ.
45. Источники получения СУГ.
46. Состав сжиженных углеводородных газов.
47. Свойства СУГ. Смеси газов.
48. Диаграмма состояния индивидуальных углеводородов.
49. Перевозка СУГ в железнодорожных цистернах.
50. Перевозка сжиженных газов в автомобильных цистернах.
51. Перевозка сжиженного газа автотранспортом в баллонах и «скользящих» резервуарах.
52. Перевозка СУГ водным транспортом.
53. Транспортировка СУГ по трубопроводам.

54. Определение объемов хранилищ.
55. Хранение СУГ под давлением в металлических резервуарах.
56. Шахтные хранилища СУГ.
57. Подземные хранилища СУГ в отложениях каменной соли.
58. Изотермическое хранение СУГ в стальных и железобетонных резервуарах.
59. Подземные ледопородные хранилища СУГ.
60. Устройство кустовой базы (газонаполнительной станции) сжиженного углеводородного газа.
61. Анализ методов перемещения сжиженных углеводородных газов.
62. Заправка автомобилей сжиженными углеводородными газами.
63. Регазификация сжиженных углеводородных газов.
64. Конструктивные особенности испарителей сжиженных углеводородных газов.
65. Резервуарные баллонные установки с естественным и искусственным испарением.
66. Использование газоздушных смесей для газоснабжения.

Краткие методические указания

Экзамен в устной форме проводится как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, рассчитанная на выяснение объема знаний студента по определенному разделу, теме, проблеме и т.п. Уровень усвоения теоретического материала проверяется посредством выборочного опроса по разделам дисциплины.

Шкала оценки

№	Баллы	Описание
отлично	20	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, используя профессиональную терминологию
хорошо	18	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, но затрудняется в формулировке профессиональных терминов
удовлетворительно	15	Студент правильно, но неполно и нечетко отвечает на поставленный вопрос и затрудняется в формулировке профессиональных терминов
плохо	12	Студент неправильно отвечает на поставленный вопрос
неудовлетворительно	0-8	Студент не отвечает на поставленный вопрос

5.3 Пример заданий на лабораторную работу

Лабораторная работа №1 «Транспорт газа»

Лабораторная работа №2 «Газораспределительные станции (ГРС)»

Лабораторная работа №3 «Городские системы газоснабжения»

Лабораторная работа №4 «Газовые котельные»

Лабораторная работа №5 «Газовые горелки и их основные характеристики»

Лабораторная работа №6 «Использование газомоторного топлива»

Лабораторная работа №7 «Сравнение текущих значений параметров газа, отображаемых на дисплее корректора, с данными архивов и журналов»

Краткие методические указания

Результаты, полученные в ходе выполнения лабораторных работ должны быть оформлены в виде отчета. Студентом должны быть подготовлены ответы на контрольные вопросы по темам лабораторных работ. В лабораторных работах осваиваются навыки, которые необходимы, чтобы качественно выполнить кейс и затем использовать эти навыки при выполнении студенческих работ, а затем и в профессиональной деятельности.

Шкала оценки

№	Баллы по результатам итоговой оценки	Описание
отлично	40	Обучающийся показывает высокий уровень знаний при выполнении заданий
хорошо	36	Обучающийся показывает хороший уровень знаний при выполнении заданий

удовлетворительно	30	Обучающийся показывает средний уровень знаний при выполнении заданий
плохо	24	Обучающийся показывает низкий уровень знаний при выполнении заданий
неудовлетворительно	0-16	Обучающийся не продемонстрировал знаний по теме при выполнении заданий.

КЛЮЧИ К ОЦЕНОЧНЫМ МАТЕРИАЛАМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

«УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ»

5.1 Собеседование – защита индивидуального задания

1. Основные сведения о газораспределительных сетях. Свойства газов.

В системе газоснабжения могут использоваться природный газ, подаваемый в какой-либо населенный пункт по магистральному газопроводу, сжиженный газ или смесь паров пропана и бутана с воздухом. Основным топливом в системе газоснабжения является природный газ. Газ от мест добычи по магистральным газопроводам поступает на газораспределительные станции (ГРС) городов, крупных населенных пунктов. По трубам большого диаметра (1200, 1420мм) он перемещается за счет избыточного давления до 10 МПа, создаваемого головными (расположенными непосредственно у места добычи газа) и промежуточными (размещаемыми на трассе газопровода через 125-150км) компрессорными станциями (КС). ГРС с непосредственным постоянным обслуживанием, а также автоматические газораспределительные станции (АГРС) с периодическим обслуживанием, как правило, располагаются вблизи городов и крупных населенных пунктов.

На ГРС и АГРС давление транспортируемого газа снижается до 0,3 или 1,2 МПа в соответствии с проектами схем газоснабжения. Сети газоснабжения могут начинаться от ближайших городских газовых систем. Если расстояние от городских систем превышает 10км, считается целесообразным проектировать и строить ответвления – отводы – от магистральных газопроводов (МГ) с устройством ГРС и АГРС для газоснабжения отдельного населенного пункта или группы поселков в радиусе 15-25км. Причем для газоснабжения отдельных населенных пунктов экономически целесообразнее АГРС.

Газовая распределительная сеть представляет собой систему трубопроводов и оборудования, служащих для транспорта и распределения газа внутри города (населенного пункта, промышленного объекта). Внутреннее газовое оборудование включает внутримдомовые и промышленные газопроводы, а также газовые приборы и установки для сжигания газа.

Современные распределительные системы газоснабжения представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящих из следующих основных элементов:

- газовых сетей высокого, среднего и низкого давления;
- газораспределительных станций (ГРС);
- газорегуляторных пунктов (ГРП) и установок (ГРУ).

Распределительными газопроводами следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов – вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (газорегулирующему пункту, промышленному предприятию, котельной и т.п.)

2. Гидравлический расчет газораспределительных сетей.

В основе гидравлического расчета газопроводной сети лежит определение оптимальных диаметров газопроводов, обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды производственных, коммунально-бытовых потребителей, а также на индивидуально бытовые нужды населения. Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего и высокого давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно распределенная нагрузка

При проведении гидравлических расчетов газораспределительной сети учитывается материал газопровода, а также процесс старения трубы, который выражается в увеличении шероховатости и зарастании стальных труб и неизменности шероховатости в процессе эксплуатации и ползучести полиэтиленовых труб. Ползучесть полиэтиленовой трубы выражается в увеличении внутреннего диаметра на 5 % в процессе эксплуатации под воздействием внутреннего давления в результате уменьшения толщины стенки трубы.

3. Регуляторы давления газа.

Управление гидравлическим режимом работы системы газораспределения осуществляют с помощью регуляторов давления, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа. При регулировании давления происходит снижение начального — более высокого — давления на конечное — более низкое. Это достигается автоматическим изменением степени открытия дросселирующего органа регулятора, вследствие чего автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящему потоку газа.

В зависимости от поддерживаемого давления (расположения контролируемой точки в газопроводе) регуляторы давления разделяют на регуляторы «до себя» и «после себя». В ГРП (ГРУ) применяют только регуляторы «после себя».

Автоматический регулятор давления состоит из исполнительного механизма и регулирующего органа. Основной частью исполнительного механизма является

чувствительный элемент, который сравнивает сигналы задатчика и текущего значения регулируемого давления. Исполнительный механизм преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие и в соответствующее перемещение подвижной части регулирующего органа за счет энергии рабочей среды (это может быть энергия газа, проходящего через регулятор, либо энергия среды от внешнего источника — электрическая, сжатого воздуха, гидравлическая).

4. Газорегуляторные станции.

Газорегуляторные пункты и установки являются автоматическими устройствами и выполняют следующие функции: снижают давление газа; поддерживают заданное давление вне зависимости от изменений расхода и его давления перед ГРП; прекращают подачу газа при повышении или снижении его давления перед потребителями сверх заданных пределов; очищают газ от механических примесей. ГРП сооружают на распределительных сетях городов и населенных пунктов, а также на территории коммунальных, промышленных и других предприятий.

ГРУ монтируют непосредственно в помещениях, где расположены газопотребляющие агрегаты.

Принципиальные технологические схемы ГРП и ГРУ одинаковы (аналогичны).

В зависимости от давления газа на входе ГРП подразделяют на: ГРП среднего давления (до 0,3 МПа) и высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа).

ГРП размещаются в отдельно стоящих зданиях или шкафах.

Здание ГРП должно быть наземным одноэтажным, из материалов I и II степени огнестойкости.

Пол в здании ГРП должен быть выполнен из материала, который не образует искры при ударах. Помещение должно освещаться естественным светом (через окна) и искусственным (электрическим). Электрическое освещение выполняют во взрывобезопасном исполнении. В целях безопасности допускается кососвет, т.е. рефлекторами установленными снаружи помещения.

Вентиляция помещения ГРП должна быть естественной и обеспечивать трехкратный воздухообмен. Приток воздуха осуществляется через жалюзийные решетки, а вытяжка - через дефлектор в перекрытии.

Перекрытие должно быть легко сбрасываемым (вес не более 120 кг/м²) или площадь окон не менее 500 см² на 1 м³ помещения. Отопление водяное или паровое от котельной или от АОГВ или котлов, расположенных в пристройке. Температура воздуха в помещении должна быть не ниже 5 °С.

Помещение ГРП оборудуют пожарным инвентарем (ящик с песком, огнетушители).

Для здания ГРП устраивают молниезащиту - заземление и молниеотвод.

На входе и на выходе ГРП устанавливают отключающие устройства не ближе 5 м и не дальше 100 м.

В ГРП и ГРУ имеется следующее оборудование:

фильтр для очистки газа от механических примесей;

Предохранительный запорный клапан, автоматически отключающий подачу газа потребителям в случае выхода из строя регулятора давления газа;

3) Регулятор давления, который снижает давление газа и автоматически поддерживает его на заданном уровне независимо от расхода газа потребителями;

5. Гидравлический режим газовых сетей.

К городским сетям низкого давления потребителей присоединяют как правило, непосредственно. Колебания давления у потребителей зависят от: 1) величины расчетного перепада давления и степени его использования на пути движения газа от точки питания до газоиспользующей установки; 2) режима работы газоиспользующих установок; 3) метода регулирования давления в точке питания сети.

Нормальная работа газоиспользующих установок может быть обеспечена только при условии стабильного давления газа перед ними, чего достигают правильным подбором исходных данных для гидравлического расчета сети и способа регулирования начального давления.

При разработке городской системы газоснабжения на стадии технического проекта разрабатывают распределительную сеть, а на стадии рабочих чертежей - абонентские ответвления. Распределительную сеть проектируют на расчетный перепад давления ΔP_{om} (1200 Па), а абонентские ответвления, включая внутридомовые газопроводы, - на (600 Па).

В таком случае суммарный расчетный перепад $\Delta P_p = \Delta P_c + \Delta P_{от}$ будет использован полностью только у абонентов, присоединенным к конечным точкам. Давления газа перед такими абонентами будет минимальным ($P_{II} = P_{min} = P_H - \Delta P_p$). При нулевой нагрузке давление перед потребителями будет максимальным и равным давлению газа на выходе из ГРП ($P_{II} = P_{max} = P_H$).

Таким образом, при непосредственном присоединении газоиспользующих установок к сети максимально возможные колебания давления перед ними будут равны расчетному перепаду давления (1800 Па).

6. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей.

При строительстве газопроводов применяют, как правило, стальные трубы. В последние годы для газопроводов подземных начинают использовать полиэтиленовые трубы, особенно для транспортирования газов с содержанием H_2S более 3%, а также при весьма высокой коррозионной активности грунтов и при наличии блуждающих токов.

Стальные трубы

В соответствии с рекомендациями с рекомендациями СНиП 2.0408 - 87 для строительства систем газоснабжения следует применять трубы, изготовленные из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380 - 71* или качественной стали по ГОСТ 1050 - 74, хорошо сваривающейся и содержащей не более 0,25 % углерода.

Сталь по ГОСТ 380-71* производится трёх групп: А,Б, В.

группа А - гарантируются механические свойства

Б - гарантируется химсостав

В - гарантируются механические свойства

Выпускаются марки стали СТ0, СТ1, СТ2, СТ3, СТ4, СТ5, СТ6. В зависимости нормируемых показателей (химсостав, временное сопротивление, предел текучести, относительное удлинение, изгиб в холодном состоянии, ударная вязкость) различают следующие категории стали: 1,2,3,4,5,6.

Для труб, применяемых в газоснабжении, используется сталь группы В марок СТ2, СТ3 категорий 2,3,4,5,6.

Сталь по ГОСТ 1050 - 74 выпускается марок 08,10,15,20 категории 2,3,4 .

По технологии производства стали бывают спокойные (СП), полуспокойные (ПС) и кипящие (КП).

Для газопроводов среднего и высокого давления, а также в районах с пучинистыми и просадочными грунтами, сейсмических районах и на подрабатываемых территориях должны применяться трубы, изготовленные из спокойных сталей. Трубы из кипящих и полуспокойных сталей при благоприятных условиях (групповых) применяются в следующих условиях:

- для подземных газопроводов при расчетной температуре наружного воздуха - t_p^3 - 30;

- для надземных газопроводов при t_p^3 -20 трубы из полуспокойных сталей и при t_p^3 -10 трубы из кипящих сталей;

- диаметр наружных газопроводов не более 820 мм для труб из полуспокойных сталей и 530 мм для кипящих сталей, толщина стенки труб не более 8 мм.

Трубы основного сортамента выпускают пяти групп:

А - с гарантией лишь механических свойств;

Б - с гарантией химсостава, без контроля механических свойств, но с гарантией гидравлических испытаний на 2 - 2,5 МПа;

В - с гарантией химсостава и механических свойств;

Г - с гарантией химсостава и механических свойств ограниченных марок стали или после специальной термообработки;

Д - без гарантии химсостава и механических свойств, но с гарантией гидравлических испытаний.

Для газоснабжения могут быть использованы безоговорочно трубы группы В, недопустимо применение труб группы Д.

По методу изготовления трубы бывают бесшовные (горячекатаные, холоднокатаные, холоднотянутые) и шовные (прямошовные и спиралешовные). Бесшовные трубы дорогие.

В соответствии со СНиП 2.04.08 - 87 для газоснабжения посёлков и сельских населённых пунктов могут быть использованы полиэтиленовые газопроводы.

Для прокладки газопроводов применяют трубы с маркировкой "Газ". Тип трубы следует выбирать в зависимости от рабочего давления в газопроводе:

- тип С (средний) - для газопроводов низкого и среднего давления;
- тип Т (тяжелый) - для газопроводов высокого давления II категории.

Соединение труб производится сваркой, арматуру и оборудование присоединяют стальными вставками.

Основными достоинствами полиэтилена труб:

- высокая коррозионная стойкость;
- малая масса;
- лёгкая обработка;
- малое гидравлическое сопротивление;
- низкая стоимость.

Недостатки

- 1) низкая механическая прочность;
- 2) низкая температуростойкость;
- 3) старение со временем;
- 4) хорошая воспламеняемость.

В качестве отключающих устройств на газопроводах применяют задвижки, краны, гидравлические затворы. Вентили из-за больших потерь давления нашли ограниченное

применение только для газопроводов небольших диаметров при высоких давлениях, когда потери давления не имеют значения.

7. Внутренние устройства газоснабжения.

Основные элементы внутренних сетей газопровода: -ответвления от уличных распределительных газопроводов -дворовые газопроводы –вводы -настенная разводка – стояки -квартирные газопроводы.

Перед вводом в цокольную часть здания устанавливают отключающее устройство. Число ответвлений стремятся свести к минимуму. Дворовые газопроводы (разводки) подводят газ к подъездам или корпусам. Оптимальными местами вводов служат лестничные клетки.

Газопроводы внутри здания прокладывают из стальных труб. Трубы соединяют сваркой. В местах установки запорной арматуры, газовых приборов, контрольно-измерительных и других приборов допускаются резьбовые и фланцевые соединения. Трубопроводы внутри здания проводят открыто. Газовые стояки служат для подачи газа от ввода в квартирные разводки. Стояки подают газ в квартиры, расположенные друг над другом. Их устанавливают в кухнях у наружных стен, на лестничных клетках или в коридорах, проводят через этажи строго вертикально. Прокладывать газовые стояки в жилых помещениях, ванных комнатах и санитарных узлах не допускается. В верхней части стояки заканчиваются пробками. На стояках, обслуживающих несколько этажей, устанавливают отключающий кран. От стояка к газовой плите проходит квартирная разводка. Она может включать в себя квартирные вводы, разводящие газопроводы и опуски к приборам.

Стояк, рассчитанный на несколько этажей, у основания оборудуют отключающим краном. В местах пересечения перекрытий во избежание повреждений от осадки здания и коррозии стояки «одевают» в футляры (гильзы) из труб большего диаметра. Нижний конец гильзы устанавливают заподлицо с перекрытием, верхний конец выводят выше уровня пола на 5 см.

Квартирная газовая разводка предназначена для подачи газа от стояков к газовым приборам. При расположении стояков в лестничных клетках разводка состоит из квартирных вводов, разводящих газопроводов и опусков к газовым приборам. Опуски к приборам выполняют отвесно. Перед всеми газовыми приборами на опусках устанавливают отключающий кран. Газопроводы прокладывают только по нежилым помещениям.

Технические подполья, в которых располагают газовые приборы, должны иметь: высоту помещения — не менее 1,8 м; сквозное проветривание через окна; несгораемое и газонепроницаемое перекрытие; два не сообщающихся между собой обособленных от других помещений входа. Электровыключатели должны быть расположены снаружи от входа.

8. Хранилища природного газа и газозаправочные станции.

Потребление газа бытовыми, коммунальными и промышленными потребителями носит неравномерный характер.

Сезонные колебания потребления газа вызываются увеличением расхода газа на отопительные нужды в зимнее время.

Суточные колебания расхода газа по дням недели происходят в результате изменения потребления газа в воскресенье, праздничные дни, а также из-за изменения расхода газа на отопительные нужды.

Часовая неравномерность расхода газа по часам суток вызывается: уменьшением потребления газа на бытовые нужды в ночное время; значительным сокращением потребления газа на промышленные нужды из-за сменности их работы; неравномерностью потребления газа объектами коммунального хозяйства в течение суток.

В качестве способов покрытия пика неравномерности потребления можно отметить следующие:

- подземное хранение газа;
- использование буферных потребителей;
- использование баз сжиженного газа (пропана и бутана) для получения пропан-воздушной смеси в часы пик;
- использование баз сжиженного природного газа (метана);
- создание резерва пропускной способности магистральных газопроводов и газовых промыслов;
- использование аккумулирующей емкости последних участков магистральных газопроводов;
- использование аккумулирующей способности самого магистрального газопровода на всей его протяженности.

Для каждого из этих способов имеется определенная область, в которой газ используется наиболее эффективно.

Для покрытия сезонной неравномерности потребления используют подземные хранилища. При резких понижениях температуры воздуха в отопительный период эффективно используется перевод крупных буферных потребителей на альтернативное

топливо. Вблизи городов можно также сооружать подземные хранилища для сжиженных газов. Часовая неравномерность потребления газа компенсируется с использованием аккумулирующей способности последних участков газопроводов, отводов магистральных газопроводов к крупным потребителям и промышленным районам. Значительная часть неравномерности расхода газа компенсируется за счет аккумулирующей способности разветвленной газораспределительной сети высокого давления в сельской местности.

Для хранения газа в газообразном состоянии можно применять газгольдеры. Газгольдерные станции, служащие для выравнивания часовой неравномерности потребления газа, в настоящее время не строят ввиду их высокой стоимости и большой металлоемкости.

9. Общие сведения о сжиженных углеводородных газах

Сжиженный углеводородный газ (СУГ) — это углеводороды или их смеси, которые при нормальном давлении и температуре окружающего воздуха находятся в газообразном состоянии, но при увеличении давления на относительно небольшую величину без изменения температуры переходят в жидкое состояние.

Сжиженные газы получают из попутных нефтяных газов, а также газоконденсатных месторождений. На перерабатывающих заводах из них извлекают этан, пропан, а также газовый бензин. Наибольшую ценность для отрасли газоснабжения имеют пропан и бутан. Их главное преимущество в том, что их легко хранить и перевозить в виде жидкости, а использовать в виде газа. Другими словами, для перевозки и хранения сжиженных газов используются плюсы жидкой фазы, а для сжигания — газообразной.

Свойства сжиженных газов влияют на меры безопасности, а также конструктивные и технические особенности оборудования, в котором они хранятся, перевозятся и используются.

Отличительные особенности сжиженных газов:

высокая упругость паров;

не имеют запаха. Для своевременного выявления утечек сжиженным газам придают специфический запах — производят одоризацию этилмер-каптаном (C_2H_5SH);

невысокие температуры и пределы воспламеняемости. Температура воспламенения бутана — $430^{\circ}C$, пропана — $504^{\circ}C$. Нижний предел воспламеняемости пропана — 2,3%, бутана — 1,9%;

пропан, бутан и их смеси *тяжелее воздуха*. В случае утечки сжиженный газ может скапливаться в колодцах или подвалах. Запрещается устанавливать оборудование, работающее на сжиженном газе, в помещениях подвального типа;

переход в жидкую фазу при увеличении давления или уменьшении температуры;

высокая теплотворная способность. Для сжигания СУГ необходимо большое количество воздуха (для сжигания 1 м³ газовой фазы пропана необходимо 24 м³ воздуха, а бутана — 31 м³ воздуха);

большой коэффициент объемного расширения жидкой фазы (коэффициент объемного расширения жидкой фазы пропана в 16 раз больше, чем у воды). Баллоны и резервуары заполняются не более чем на 85% геометрического объема. Заполнение более чем на 85% может привести к их разрыву, последующему быстрому истечению и испарению газа, а также воспламенению смеси с воздухом;

в результате испарения 1 кг жидкой фазы СУГ при н. у. получается 450 литров паровой фазы. Другими словами, 1 м³ паровой фазы пропан-бутановой смеси имеет массу 2,2 кг;

при сгорании 1 кг пропан-бутановой смеси выделяется около 11,5 кВт×ч тепловой энергии;

сжиженный газ *интенсивно испаряется* и, попадая на кожу человека, вызывает обморожение.

10. Транспорт сжиженных углеводородов

Сжиженные газы, вырабатываемые на газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводах, а также на центральных газодифракционирующих установках, используются в качестве сырья в химической промышленности, автотранспорте и в качестве топлива в быту.

От заводов-изготовителей к потребителям сжиженные газы доставляют в сосудах под давлением или в изотермических емкостях, а также по трубопроводам. Доставка – сложный организационно-хозяйственный и технологический процесс, включающий транспортирование сжиженных газов на дальние расстояния, распределение газов на кустовых базах и газонаполнительных станциях, транспортирование их на ближние расстояния для непосредственной доставки газа мелким потребителям.

Транспорт сжиженных углеводородных газов осуществляется следующими способами:

- по железной дороге в специальных цистернах и вагонах, груженых баллонами;
- автотранспортом в специальных автоцистернах и автомобилях, груженых цистернами и баллонами;
- морским транспортом на специальных судах-танкерах;
- речным транспортом на танкерах и баржах, груженых резервуарами и баллонами;
- авиатранспортом – в баллонах;

по трубопроводам.

11. Хранение сжиженных углеводородных газов

Особенности сжиженного углеводородного газа определяют особые условия для его хранения. СУГ - это смесь пропана, бутана и изобутана, которая при повышенном давлении и нормальной температуре окружающей среды, а также при атмосферном давлении и отрицательной температуре приобретает жидкое агрегатное состояние. При других условиях хранения (снижения давления) пропан-бутановая смесь преобразуется в парогазовое состояние. Изменение агрегатного состояния сопровождается уменьшением (при сжижении) или увеличением (при испарении) объема.

В связи с этими особенностями к хранению сжиженных газов предъявляются особые требования.

Условия хранения сжиженного углеводородного газа

СУГ - нестабильная двухфазная система. Его хранение осуществляется в жидком состоянии, что обусловлено, главным образом, тем, что жидкая фаза СУГ в 300 раз меньше по объему, чем паровая.

Чтобы газ самопроизвольно не менял свое агрегатное состояние, объем жидкости и пара должен иметь такое соотношение, при котором создается равновесная система "жидкость-пар". Это означает, что внутри резервуара не происходит ни конденсации паров, ни испарения жидкости. Для этого, внутренний объем емкости заполняется лишь на 85%, тем самым образуются необходимые для сохранения равновесной системы упругость насыщенных паров. С увеличением температуры повышается давление насыщенных паров.

Параметры хранения сжиженных углеводородных газов*

рабочее давление до 1,6 МПа

температура хранения - от -50°С до +60°С

давление насыщенных паров - выше 0,07-0,16 МПа (при -20°С), выше 0,07 МПа (при -30°С), до 1,6 МПа (при +45°С)

объемная доля жидкого остатка при +20°С - не более 0,7-1,8%

* по ГОСТ Р 52087-2003 "Газы углеводородные сжиженные топливные"

Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа

Сжиженный углеводородный газ может храниться в:

наземных, подземных или обвалованных цилиндрических горизонтальных резервуарах для СУГ (одностенных, двустенных)

наземных и подземных вертикальных резервуарах для СУГ

шаровых наземных резервуарах

изотермических наземных и подземных резервуарах

12. Кустовые базы и газонаполнительные станции

Крупные промышленные потребители СУГ обычно находятся рядом с ГПЗ и получают газ по трубопроводам. СУГ предназначенные для бытовых потребителей, автотранспорта отпускают газ через КБ (кустовые базы) и ГНС (газонаполнительные станции), которые снабжают газ по трубопроводам, ж/д цистернам, автоцистернами и танкерами.

КБ и ГНС – это стационарные хранилища для приема, хранения и налива СУГ. КБ обеспечивают СУГ определенный экономический район, обеспечивают транзитную перекачку СУГ небольшим ГНС. ГНС – объекты городского газового хозяйства для обеспечения газом отдельного населенного пункта.

В состав КБ входят: цех слива-налива СУГ(сливноналивная ж/д эстакада, насосно-компрессор отделение); наполнительный цех(наполнительное отделение, отделение слива тяжелых неиспарившихся остатков газов из баллонов, отделение ремонта баллонов, погрузочно-разгруз площадки, колонки для заполнения автоцистерн).

Производительность ГНС от 3-12 тыс. т/год, КБ – от 25 до 100 тыс.т/год.

Емкость рез.парка опре-ся исходя из сут.произв-ти КБ и ГНС, степени заполнения рез-ров:

$$Pr=L/W_{TR}+P_{TR}+P_{Э}; V=V_c*Pr$$

Где V_c - максим.сут.объем расходуемого газа(m^3)

P_r – расчетное время работы КБ и ГНС без поступления газа (сут)

L – расстояние от завода поставщика до КБ и ГНС (км)

W_{TR} – нормативная сут.скорость доставки груза ж/д транспортом (км/сут)

P_{TR} – время, затраченное на операции с отправлением или прибытием.

$P_{Э}$ – время на кот.предусм-ся экспл.запас газа на ГНС (3-5 сут).

13. Резервуарные и баллонные установки газоснабжения.

Регазификационная резервуарная установка с естественным испарением состоит из одного или нескольких емкостей, соединенных между собой уравнительными парофазными и жидкостными трубопроводами. Резервуары оборудуют арматурой для заполнения их сжиженным углеводородным газом, замера уровня жидкой фазы, предохранительными клапанами, газопроводами высокого давления и регуляторами низкого давления газа.

Резервуары можно устанавливать на земле или под землей. Они могут быть стационарными, когда сжиженный углеводородный газ доставляется автомашинами, и передвижными, когда их налив осуществляется на газораздаточных станциях. Р

езервуары являются как емкостями для хранения сжиженных углеводородных газов, так и теплообменными установками для естественного испарения. В начале отбора паров сжиженный углеводородный газ имеет температуру, близкую к температуре окружающей среды, и соответствующее этой температуре давление насыщенных паров. Теплообмен между резервуаром и окружающей средой отсутствует.

Снижение давления происходит до минимального, определяемого режимом работы газораспределительной сети с учетом падения давления на регуляторах, установленных на резервуарах.

При установлении этого давления испарение сжиженных углеводородных газов за счет уменьшения энтальпии прекращается и наступает стационарный режим теплового притока из окружающей среды, обусловленный разностью температур резервуара и окружающей среды. При уменьшении отбора газа наблюдается как уменьшение теплового притока от среды, так и увеличение энтальпии сжиженных углеводородных газов.

Производительность наземных резервуарных установок является переменной величиной. Наземные резервуары устанавливают на фундаментах. Объем их достигает 1600 л. Они наиболее пригодны для использования в теплых районах страны. Их применяют также при работе установок, функционирующих в летний период. Подземные резервуары имеют цилиндрическую форму. Резервуары устанавливают в котловане на фундаментах на 600 мм ниже верхней образующей поверхности земли. Наружная поверхность резервуаров покрыта слоем битумной изоляции. Для защиты от статического электричества их заземляют.

Применяют преимущественно подземные групповые резервуарные установки, которые включают в себя несколько резервуаров, соединенных между собой трубопроводами жидкой и паровой фаз. В типовых проектах обычно рассматриваются групповые установки, состоящие из 2...4 резервуаров объемом 2,5...50 м³. Максимальный объем одного резервуара не более 5,10,25 и 50 м³ при подземном расположении резервуаров с общим объемом хранения соответственно до 20, 50, 100 и 300 м³. Для увеличения испарительной способности групповой установки в некоторых случаях устанавливают резервуары с большой поверхностью теплообмена (например, трубчатый резервуар). Резервуары групповой установки соединяют с учетом выключения на профилактический ремонт части резервуаров.

5.2 Примерный перечень вопросов по темам

1. Основные сведения о газораспределительных сетях и хранилищах газа.

В системе газоснабжения могут использоваться природный газ, подаваемый в какой-либо населенный пункт по магистральному газопроводу, сжиженный газ или смесь паров пропана и бутана с воздухом. Основным топливом в системе газоснабжения является природный газ. Газ от мест добычи по магистральным газопроводам поступает на газораспределительные станции (ГРС) городов, крупных населенных пунктов. По трубам большого диаметра (1200, 1420мм) он перемещается за счет избыточного давления до 10 МПа, создаваемого головными (расположенными непосредственно у места добычи газа) и промежуточными (размещаемыми на трассе газопровода через 125-150км) компрессорными станциями (КС). ГРС с непосредственным постоянным обслуживанием, а также автоматические газораспределительные станции (АГРС) с периодическим обслуживанием, как правило, располагаются вблизи городов и крупных населенных пунктов.

На ГРС и АГРС давление транспортируемого газа снижается до 0,3 или 1,2 МПа в соответствии с проектами схем газоснабжения. Сети газоснабжения могут начинаться от ближайших городских газовых систем. Если расстояние от городских систем превышает 10км, считается целесообразным проектировать и строить ответвления – отводы – от магистральных газопроводов (МГ) с устройством ГРС и АГРС для газоснабжения отдельного населенного пункта или группы поселков в радиусе 15-25км. Причем для газоснабжения отдельных населенных пунктов экономически целесообразнее АГРС.

2. Горючие газы, используемые для газоснабжения.

Для газоснабжения используются природные и искусственные газы.

По ГОСТ 5542-78* содержание вредных примесей в граммах на 100м³газа не должно превышать: сероводорода-2, аммиака-2, цианистых соединений в пересчете на синильную кислоту (HCN)-5, смолы и пыли-0,1, нафталина - 10 (летом) и 5 (зимой).

Содержание влаги не должно превышать количеств, насыщающих газ при температуре 20°С (зимой) и 35°С (летом). Если газ транспортируют на большие расстояния, то его осушают.

Природные газы представляют собой смесь углеводородов метанового ряда.

Природные газы можно подразделить на три группы.

газы чисто газовых месторождений. Состоят в основном из метана CH₄ до 98%, являются сухими или тощими. Характеристики природных газов некоторых северных месторождений приведены в табл. 1.2.

попутные газы нефтяных месторождений. Содержат большое количество тяжелых углеводородов - обычно более 150 г/м^3 . Являются жирными газами. Это смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции и газового бензина.

газы конденсатных месторождений. Это смесь сухого газа и конденсата. Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов (бензин, легроин, керосин).

Сухие газы легче воздуха, а жирные - обычно тяжелее.

Теплотворная способность газов чисто газовых месторождений- $31000...38000 \text{ кДж/м}^3$, а попутных газов нефтяных месторождений- $38000...63000 \text{ кДж/м}^3$.

Искусственные газы. При термической обработке твердых топлив в зависимости от способа переработки получают газы сухой перегонки и генераторные газы.

3. Основные физические свойства газа.

Параметр	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Н-Бутан C ₄ H ₁₀	И-Бутан C ₄ H ₁₀	Н-Пентан C ₅ H ₁₂
Молярная масса, кг/кмоль	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15
Плотность, кг/м ³ : при 0°С и 0,1013 МПа при 20°С и 0,01013 МПа	0,717 0,669	1,356 1,264	2,010 1,872	2,307 2,519	2,673 2,491	3,457 3,228
Вязкость: Динамическая $\mu \cdot 10^{-7}$, Па·с при 0°С и 0,1013 МПа при 20°С и 0,01013 МПа Кинематическая $\nu \cdot 10^6$, м ² /с при 0°С и 0,1013 МПа при 20°С и 0,01013 МПа	1,020 1,102 14,24 16,18	0,880 0,940 6,35 7,28	0,770 0,820 3,70 4,26	0,690 0,760 2,45 2,95		
Критические параметры газа: температура, К давление, МПа	190,68 4,52	305,75 4,88	370,00 4,34	425,17 3,75		460,90 3,29
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	518,57	276,64	188,68	143,08		115,23
Теплота сгорания, кДж/м ³ (при 0°С и 0,1013 МПа): высшая низшая	39830 35880	70370 64430	100920 92930	133890 123680	131800 121750	158360 146230
Теплоемкость c_p , кДж/(кг·К) при 0°С	2,167	1,650	1,430	1,590	1,590	

Параметр	Азот N ₂	Водо-род H ₂	Окись углеро-да CO	Двуо-кись уг-лерода CO ₂	Воздух (без CO ₂)	Серо- водород H ₂ S
Молярная масса, кг/кмоль	28,02	2,016	44,01	64,07	28,96	34,02
Плотность, кг/м ³ : при 0°С и 0,1013 МПа при 20°С и 0,01013 МПа	1,2505 1,1651	0,0899 0,0837	1,2500 1,1651	1,9768 1,8423	1,2928 1,2050	1,5392 1,4338
Вязкость: Динамическая , Па с при 0°С и 0,1013 МПа при 20°С и 0,01013 МПа Кинематическая , м ² /с при 0°С и 0,1013 МПа при 20°С и 0,01013 МПа	1,71 1,84 - -	- - - -	- - - -	1,40 1,65 - -	1,745 1,822 - -	1,23 - - -
Критические параметры газа: температура, К давление, МПа	126,26 3,45	33,30 1,32	133,00 3,44	304,26 7,28	132,65 3,777	373,60 8,89
Газовая постоянная, Дж/(кг К)	296,75	4124,7	296,94	188,97	292,70	115,23
Теплота сгорания, кДж/м ³ (при 0°С и 0,1013 МПа): высшая низшая	- -	12762 10798	12636 10649	- -	- -	25708 23698
Теплоемкость c _p , кДж/(кг К) при 0°С	1,058	-	-	0,816	1,005	0,993

4. Потребители газа. Режим потребления газа.

Количество газа, потребляемое различными категориями потребителей города или поселка, является основой для разработки проекта газоснабжения. Расходы газа в значительной мере определяют выбор схемы системы, ее размеры, пропускную способность, металлоемкость и стоимость.

Методика определения расходов зависит от характера потребителей газа. Всех потребителей можно разделить на следующие основные категории:

бытовые потребители газа (потребление газа в квартирах жилых домов);

коммунально-общественные предприятия (потребление газа на предприятиях бытового обслуживания населения, общественного питания и торговли, в учреждениях здравоохранения, на предприятиях по производству хлеба и кондитерских изделий и в прочих учреждениях);

теплоэлектростанции и котельные (потребление газа электростанциями, потребление газа на отопление и вентиляцию зданий);

промышленные предприятия (потребление газа на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий).

Все категории потребителей расходуют газ во времени неравномерно. Неравномерность связана с сезонными климатическими изменениями, сезонным изменением производительности промышленных предприятий, режимом работы промышленных предприятий в течение недели и суток, со сложившимся режимом работы и отдыха, с укладом жизни населения, характеристикой газового оборудования зданий и промышленных цехов. Регулировать неравномерность посредством воздействия на отмеченные выше причины возможно лишь в весьма ограниченных пределах. Поэтому неравномерность необходимо изучать и учитывать при проектировании распределительных систем газоснабжения.

Различают следующие виды неравномерности потребления газа: неравномерность по месяцам года (сезонная неравномерность); неравномерность по дням недели (суточная неравномерность);

неравномерность по часам суток (часовая неравномерность).

Сезонная неравномерность вызвана дополнительным расходом топлива в зимнее (холодное) время, а также некоторым уменьшением его потребления на коммунально-бытовые нужды летом.

Суточная неравномерность в отдельные дни недели вызвана укладом жизни населения, режимом работы предприятий и изменением температуры наружного воздуха.

Часовая неравномерность вызвана неравномерностью потребления в течении суток. Наибольшая часовая неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей. Режим потребления предприятий определяется количеством рабочих смен.

Годовой график потребления газа городов строят на основании годовых графиков всех категорий потребителей.

5. Годовые расходы газа.

Годовые расходы газа для каждой категории потребителей следует определять на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов, потребителей газа. Продолжительность расчетного периода 10...20 лет.

Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания, общественного питания, предприятий по производству хлеба и учреждений здравоохранения - по табл. 2 СНиП 2.04.08-87*.

Допускается при составлении генеральных планов городов и других населенных пунктов принимать укрупненные показатели потребления газа, м³/год на 1 человека при теплоте сгорания 34 МДж/м³ (8000 ккал/м³):

при наличии централизованного горячего водоснабжения - 100;

при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей - 250;

• - при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения - 125 (165 в сельской местности).

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, предприятия бытового обслуживания непромышленного характера и т.п. следует принимать в размере до 5% суммарного расхода теплоты на жилые дома (по табл.2 СНиП 2.04.08-87*).

Годовые расходы на нужды промышленности определяются по нормам технологического расхода газа с учетом перспектив развития.

Годовые расходы газа на приготовления кормов и подогрев воды для животных - по табл.3 СНиП 2.04.08-87*.

Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячее водоснабжение следует принимать в соответствии с указаниями СНиП 2.04.01-85 (отопление), СНиП 2.04.05- 85 (вентиляция и кондиционирование воздуха) и СНиП 2.04.07-76 (тепловые сети).

Годовой расход тепла (кДж) на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляют по формуле

$$Q_{o.g} = \left[24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.о}}{t_{вн} - t_{р.о}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{вн} - t_{ср.о}}{t_{вн} - t_{р.в}} \right] \cdot \frac{q \cdot F \cdot n_0}{\eta_0} ,$$

где $t_{вн}$ – температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимается по табл.2.1, °С;

$t_{р.о}$ - расчетная наружная температура для проектирования отопления (СНиП 2.04.01-85);

$t_{р.в}$ - расчетная наружная температура для проектирования вентиляции (СНиП 2.04.07-85);

$t_{cp,o}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

K, K_1 - коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных, соответственно принимается равными 0,25 и 0,40;

Z - среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течении суток; при отсутствии данных принимается равным 16 часов;

n_0 - продолжительность отопительного периода, сутки;

F - жилая площадь отапливаемых зданий, м²;

η_0 - КПД отопительной системы; для котельных $\eta = 0,8...0,85$, для отопительных печей = 0,7...0,75;

q - укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/(ч м²) на м² жилой площади (табл.2.2).

6. Расчетные часовые расходы газа.

Системы газоснабжения городов и других населенных пунктов рассчитываются на максимальный часовой расход газа.

Максимальный расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч (в пересчете на нормальные условия 0°С и 760 мм вод.ст.), на хозяйственно-бытовые и производственный нужды следует определять как долю годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\max}^h \cdot Q_y, \quad (2.3)$$

где K_{\max}^h коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа); Q_y - годовой расход газа, м³/год.

$K_{\max}^h = \frac{k_{\max}^{\text{сез}} \cdot k_{\max}^{\text{сут}} \cdot k_{\max}^{\text{час}}}{\tau}$ Коэффициент часового максимума учитывает характер потребления газа потребителем рассчитывается по максимальным значениям коэффициентов неравномерности газопотребления (сезонным, суточным и часовым)

$$(2.4)$$

где $k_{\max}^{\text{сез}}$, $k_{\max}^{\text{сут}}$, $k_{\max}^{\text{час}}$ - максимальные коэффициенты неравномерности газопотребления по месяцам в течении года, по суткам в течении недели и часам в течении суток соответственно;

τ - число часов в году.

Коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по каждому району газоснабжения, сети которого представляют самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов.

7. Гидравлический расчет простых газопроводов высокого и среднего давлений.

Режимы работы трубопроводов для транспортировки и распределения природного газа могут быть:

- по изменению температуры - изотермические, когда температура газа в каждой точке газопровода и в каждый момент времени постоянна $T(x, \tau) = \text{const}$, и неизотермическими, т.е. $T(x, \tau) = \text{var}$.

- по изменению пропускной способности - стационарными, когда пропускная способность газопровода в любой точке по длине газопровода и в каждый момент времени постоянна, и неустановившимися.

Установившееся движение газа в газопроводах высокого и среднего давления описывается следующей системой уравнений

1. Уравнение движения (Бернулли)

$$\frac{dP}{\rho} + \alpha \frac{d(u^2)}{2} + g dz + \lambda \frac{u^2}{2} \cdot \frac{dx}{D} = 0$$

2. Уравнение баланса количества газа (уравнение неразрывности)

$$M = \rho u F = \text{const}$$

3. Уравнение состояния

$$P = \rho Z R T$$

где z – коэффициент сжимаемости газа.

Пренебрегая вторым и третьим членами первого уравнения, подставляя значения u , и интегрируя, получим

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{\lambda M^2 \cdot z \cdot R \cdot T \cdot \ell}{F^2 \cdot D} \quad (2.6)$$

Откуда

$$M = F \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot \ell}} \quad (2.7)$$

В соответствии со справочным приложением 5 СНиП 2.04.08-87* гидравлический расчет газопроводов высокого и среднего давления по всей области турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) следует производить по формуле

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{\ell} = 1,4 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{K_g}{D} + 1922 \cdot \frac{v \cdot D}{Q} \right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{D^5} \cdot \rho \quad (2.8)$$

где P_1 – абсолютное давление газа в начале газопровода, МПа;

P_2 – то же в конце газопровода, МПа;

ℓ - расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

$K_{\text{э}}$ – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы принимается равной, см: для стальных труб - 0,01; для полиэтиленовых труб - 0,002;

D – внутренний диаметр газопровода, см;

ν - коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$ (при температуре 0°C и давлении 0,101325 МПа);

- плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$ (при температуре 0°C и давлении 0,101325 МПа);

Q - расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$ (при температуре 0°C и давлении 0,101325 МПа).

Гидравлический расчет газопроводов высокого и среднего давления по всей области турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) можно производить по формуле

$$P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2 = 1,2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 L, \quad (2.8a)$$

где $P_{\text{н}}$ – абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

$P_{\text{к}}$ – абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

λ - коэффициент гидравлического трения;

L – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

d – внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

Q_0 – расход газа при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса

$$Re = 0.0354 \frac{Q_0}{\nu}, \quad (2.9)$$

где ν - коэффициент кинематической вязкости при нормальных условиях, $\text{м}^2/\text{с}$;

Q_0, d – обозначения те же, что и в формуле (2.8a)

и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$Re \left(\frac{K_{\text{э}}}{d} \right) < 23, \quad (2.10)$$

где $K_{\text{э}}$ – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы (для новых стальных – 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см);

d – обозначение то же, что и в формуле (2.8a).

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения определяется:

- для ламинарного режима движения газа $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} ; (2.11)$$

- для критического режима движения газа $\text{Re}=2000-4000$

$$\lambda = 0.0025 \cdot \text{Re}^{0.333} ; (2.12)$$

при $\text{Re}>4000$ – в зависимости от выполнения условия (2.10);

- для гидравлически гладкой стенки, когда неравенство (2.10) справедливо:

- при $4000<\text{Re}<100000$ по формуле

$$\lambda = \frac{0.3164}{\text{Re}^{0.25}} ; (2.13)$$

- при $\text{Re}>100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1.82 \lg \text{Re} - 1.64)^2} ; (2.14)$$

для шероховатых стенок, когда неравенство (2.10) несправедливо при $\text{Re}>4000$

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{k_s}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0.25} , (2.15)$$

где k_s – обозначение то же, что и в формуле (2.10);

d – обозначение то же, что в формуле (2.8а).

8. Гидравлический расчет простых газопроводов низкого давления.

Газопроводы низкого давления в настоящее время эксплуатируются с максимальным избыточным давлением, не превышающим 5000 Па. При этом расчетный перепад давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного газоиспользующего агрегата по СНиП 2.04.08-87* не должен превышать 1800 Па.

Если принять изотермический режим газопровода с температурой T_0 , то для низких давлений в газопроводах можно положить $Z_0=1$. Из уравнения состояния

$$\rho = \frac{P}{Z_0 \cdot R \cdot T_0} \quad d\rho = \frac{dP}{Z_0 \cdot R \cdot T_0} \quad \text{откуда (поделив вторые на первые)}$$

$$\delta\rho = \frac{d\rho}{\rho} = \frac{dP}{P} .$$

Максимальное изменение давления газа в газопроводе низкого давления $dP= 1800$ Па при среднем давлении

$$P_{CP} = \frac{(101325 + 5000) + (101325 + 3200)}{2} = 105425 \quad \text{Па.}$$

, т.е. порядка 1,8%.

$$\delta\rho = \frac{1800}{105425} \approx 0,018 \quad \text{Тогда}$$

Учитывая, что относительное изменение плотности не велико и не превышает 2%, в гидравлических расчетах газопроводов низкого давления плотность газа принимается

постоянной величиной и расчет ведут по обычным формулам гидравлики для несжимаемой жидкости.

Потери давления в газопроводах низкого давления следует определять также в зависимости от режима движения газа по формуле, рекомендованной СП 42-101-2003

$$P_H - P_K = 626,1\lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 L, \quad (2.16)$$

где P_H – давление в начале газопровода, Па;

P_K – давление в конце газопровода, Па;

, L, d, Q_0 – обозначение те же, что и в формуле (2.8a)

Коэффициент гидравлического трения определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса, по формулам (2.11) – (2.15)

Падение давления в местных сопротивлениях (конена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопровода на 5 – 10%.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов следует определять по формуле:

$$L = L_1 + \frac{d}{100\lambda} \sum \xi,$$

где L_1 – действительная длина газопровода, м;

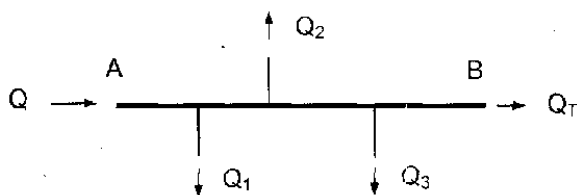
$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода;

d – обозначение то же, что и в формуле (2.8a);

- коэффициент гидравлического трения, определяемый в зависимости от режима течения и гидравлической гладкости стенок газопровода по формулам (2.11) – (2.15).

9. Расчетная схема газораспределительной сети.

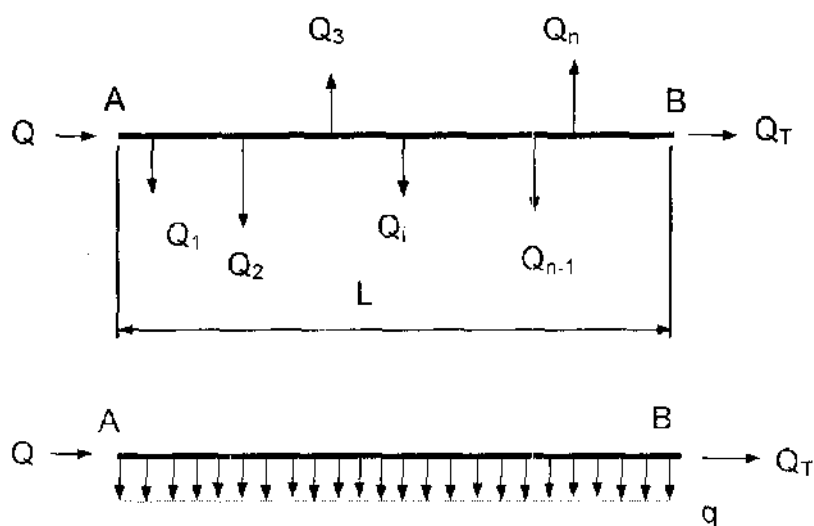
Рассматривая схемы уличных распределительных газопроводов, можно выделить два характерных случая:



1. На рассматриваемом участке газопровода имеется несколько отводов, расходы по которым характеризуются некоторой величиной Q_i . Если протяженность участка АВ

достаточно велика, а величины отборов Q_i соизмеримы с величиной транзитного расхода Q_T , то в ряде случаев целесообразно разбить участок АВ на несколько и, принимая на каждом участке А-1, 1-2, ..., i-В расход, постоянным по длине, определять диаметр для каждого из этих участков.

Расчетная схема распределительного газопровода с сосредоточенными отборами газа



Расчетная схема газопровода с равномерно распределенными отборами газа по длине

Тогда расчетные диаметры каждого участка будут отличаться друг от друга на незначительную величину. При выборе стандартных диаметров мы вынуждены будем принять один единственный, постоянный для всего участка АВ. В таком случае целесообразно изменить расчетную схему, несколько идеализировав ее, но значительно сократив при этом расчеты.

При этом величина удельного расхода q будет определяться как

$$q = \frac{\sum Q_i}{L} = \frac{Q_{\text{пут}}}{L}$$

На практике можем иметь более сложную расчетную схему (Рис. 2.15), где на отдельных участках распределение отборов будет соответствовать схеме 2, а на других участках - схеме 1, а в узлах 3, 4, 5 и 6 имеются узловые расходы газа.

На участках 1-2, 2-4 и 4-6 расход будет постоянным по длине, а на участках 2-3 и 4-5 - переменным по длине

10. Определение расчетных расходов газа по участкам сети.

Расчетным расходом газа называется такой эквивалентный расход, постоянный по всей длине газопровода, который создает перепад давления, равный перепаду, создаваемому переменным по длине газопровода расходом газа.

При расчетном расходе перепад давления будет определен как

$$P_1 - P_2 = \frac{A \cdot Q_p^{2-m} \cdot \nu^m \cdot \rho \cdot L}{2 \cdot F^{2-m} \cdot D^{1+m}}.$$

Равный ему перепад при равномерно распределенных отборах по длине

$$P_1 - P_2 = \frac{A \cdot \nu^m \cdot \rho \cdot L}{2 \cdot (3-m) \cdot F^{2-m} \cdot D^{1+m}} \cdot \left(\frac{(Q_T + Q_{II})^{3-m} - Q_T^{3-m}}{Q_{II}} \right)$$

Приравнивая правые части этих уравнений, определим величину расчетного расхода

$$Q_p = \left[\frac{1}{3-m} \cdot \frac{(Q_T + Q_{II})^{3-m} - Q_T^{3-m}}{Q_{II}} \right]^{1/2-m}.$$

Из этой формулы следует, что расчетный расход зависит от режима течения газа (показатель m) и от соотношения транзитного и путевого расходов газа.

При ламинарном режиме ($m=1$) $Q_p = Q_T + 0,5Q_{II}$

При турбулентном режиме ($m=0$) $Q_p = \sqrt{Q_T^2 + Q_T \cdot Q_{II} + Q_{II}^2/3}$

При отсутствии транзитного расхода $Q_T=0$:

при $m=1$ $Q_p = 0,5 \cdot Q_{II}$,

при $m=0$ $Q_p = 0,577 \cdot Q_{II}$.

В соответствии со СНиП 2.04.08-87* (справочное приложение 5*) расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять как сумму транзитного и **0,5 путевого расхода газа** на данном участке (для всех случаев).

Использование понятия расчетного расхода газа на участке газораспределительной сети сводится к замене реальной схемы с путевыми распределенными отборами (и переменными расходами) на некоторую эквивалентную схему, в которой расход на каждом участке неизменен по всей длине рассматриваемого участка.

11. Расчетные перепады давления.

Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления следует принимать в пределах давления, принятого для газопровода.

Расчетные потери давления в распределительных газопроводах низкого давления следует принимать не более 1800 Па.

Распределение величины потери давления между уличными, дворовыми и внутренними газопроводами следует принимать по следующим нормам:

Суммарная потеря давления от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора – 1800 кПа;

В том числе в газопроводах:

распределительных – 1200 Па;

вводах и внутренних – 600 Па.

Значение расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех уровней давления для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и учреждений коммунального хозяйства принимают в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

12. Гидравлический расчет вертикальных домовых газопроводов

Гидравлический расчет внутренних горизонтальных газопроводов жилых и общественных зданий проводят по тем же формулам, по которым рассчитывают распределительные газопроводы низкого давления. Вертикальный газопровод (стояк) следует рассматривать отдельно и перепад в нем принимать независимо от горизонтальных газопроводов. При расчете вертикальных газопроводов необходимо учитывать гидростатическое давление воздуха (атмосферное). Для вертикального участка газопровода статическое давление воздуха больше статического давления газа на величину $\Delta p_a = gH(\rho_B - \rho)$.

Тогда суммарный перепад давления на участке вертикального газопровода состоит из потерь на трение Δp_T , на местных сопротивлениях Δp_{mc} и учета гидростатического давления газа.

При эксплуатации внутридомовых распределительных газопроводов для нижней разводки замечалось, что на верхних этажах газовые приборы работают лучше. При

соответствующем расчете и подборе размеров подводящих труб можно создать практически одинаковые условия работы газовых приборов на всех этажах.

13. Традиционный метод расчета тупиковой сети.

Метод основан на принципе равномерного расчетного перепада давления по участкам сети. Указанный принцип заключается в том, что при расчете диаметров участков сети используются соотношения

- для высокого (среднего) давления:

$$\frac{P_H^2 - P_K^2}{L} = A_B = Const ;$$

- для низкого давления

$$\frac{H}{L} = A_H = Const ,$$

$$L = \sum_{i=1}^N \ell_i$$

где ℓ_i - расчетная длина приоритетного направления, состоящего из N участков:

$\ell_i = (1.05 \dots 1.10) \cdot \ell_{\phi_i}$ - расчетная длина i-го участка (в соответствии со СНиП 2.04.08-87* падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения фактической длины участков газопровода ϕ_i на 5...10%)

Тогда расчетный перепад на i-ом участке определится из соотношения

$$P_{i-1}^2 - P_i^2 = A_B \cdot \ell_i$$

или

$$H_{i-1} - H_i = A_H \cdot \ell_i .$$

Дальнейшая процедура расчета состоит в проведении последовательных операций определения теоретического диаметра участка, выбора ближайшего стандартного диаметра, расчета перепада давления на каждом участке с учетом реального внутреннего диаметра трубы, оценке суммарного перепада давления и последующей, при необходимости, корректировке диаметра одного из участков с целью приведения суммарного перепада давления в соответствие с допускаемым расчетным перепадом. С учетом указанной процедуры и остаточного давления в узлах переходят к расчету диаметров вспомогательных направлений.

14. Метод оптимальных диаметров.

При постановке и решении любой оптимизационной задачи требуется четко выделить критерий (критерий оптимальности), определив при этом целевую функцию.

В рассматриваемом случае в качестве критерия оптимальности выбраны минимальные затраты на строительство тупиковой газораспределительной сети (стоимость труб и работ по строительству). Следовательно, целевая функция Φ будет выражать зависимость стоимости строительства $S_i(D_i)$ от выбранных диаметров каждого из N участков сети.

$$\Phi = \sum_{i=1}^N S_i(D_i) \Rightarrow \text{Min.}$$

При этом, независимо от выбранного диаметра на i -ом участке сети, суммарный перепад давления от начальной точки сети до конечной точки каждого из ответвлений должен быть постоянным.

Для сети низкого давления это условие будет иметь вид

$$P_n - P_k = \sum_{i=1}^N \Delta P_i(D_i) \Rightarrow \text{const.}$$

Для сети высокого и среднего давления

$$P_n^2 - P_k^2 = \sum_{i=1}^N \Delta P_i^2(D_i) \Rightarrow \text{const.}$$

В результате мы должны получить оптимальное распределение заданного перепада давления между участками сети

15. Комбинированный метод расчета тупиковой газораспределительной сети.

Комбинированный метод расчета тупиковой газораспределительной сети заключается в том, что распределение расчетного перепада давления ведется поочередно методом оптимальных диаметров начиная с главного направления при последовательном соединении участков и переходя к второстепенным направлениям с использованием остаточного перепада давления.

16. Гидравлический расчет кольцевых газораспределительных сетей

В кольцевых сетях участки могут иметь двух- и многостороннее питание. В связи с этим у кольцевых газовых сетей может быть множество вариантов распределения расходов, в то время как для разветвленных сетей типа «дерева» они определяются однозначно. Кольцевые сети являются более надежными, но менее экономичны с точки зрения затрат на сооружение и эксплуатацию. В случае кольцевания одним из основных принципов будет взаимозаменяемость отдельных участков, позволяющая передать на соседние участки нагрузку участка вышедшего из строя с наименьшими нарушениями режима работы сети.

17. Методика расчета кольцевых сетей.

В практике проектирования применяют следующую методику расчета кольцевых сетей:

На основании известных количеств потребляемого газа и заданной схемы вычисляют сосредоточенные и удельные путевые расходы для всех контуров питания потребителей.

Определяют путевые расходы для всех участков сети.

Задают начальное распределение потоков в сети. Здесь отметим лишь главные принципы решения этой задачи. Как уже отмечалось, в основе распределения потоков лежат требования надежности, которые определяют выбор направлений движения газа по участкам сети, а также транзитные расходы. [8]

Из закольцованной сети выбирают главные замкнутые контуры, по которым направляют основные транзитные расходы. По участкам, представляющим внутренние пересечения этих контуров, транзитные потоки не направляют. Головные участки, примыкающие к точкам питания, должны быть взаимозаменяемыми, а их расчетные расходы примерно одинаковыми. Точки питания главных контуров выбирают так, чтобы потоки газа двигались к потребителям кратчайшим путем, а точки их встречи располагались диаметрально противоположно точкам питания. Такой принцип построения системы выдержать удастся не всегда, особенно для несимметричных схем. Целесообразно, чтобы один из контуров объединял точки питания сети. [18]

Определяют расчетные расходы газа для всех участков сети;

Исходя из заданного перепада давления в сети прежде всего подбирают диаметры главных контуров. Каждое кольцо этих контуров проектируют постоянного диаметра или из диаметров, близких по размерам, проверяя при этом полноту использования расчетного перепада от точки питания до точки встречи потоков. Остальные участки рассчитывают на полное использование заданного перепада в сети по $\Delta p/L = \text{const}$. Потери давления на местных сопротивлениях обычно оценивают примерно в 10% линейных потерь. Выбор диаметров является предварительным гидравлическим расчетом. [18]

При предварительном расчете не удастся удовлетворить второму закону сетей, т.е. для отдельных замкнутых контуров алгебраическая сумма потерь давления не будет равна нулю. В связи с этим возникает необходимость в гидравлической увязке сети.

Производят окончательный расчет сети, т.е. ее гидравлическую увязку, в результате чего получают окончательное распределение потоков. При этом для всех замкнутых контуров сети алгебраическая сумма потерь давления будет равна нулю.

18. Методика гидравлической увязки кольцевой сети.

Рассмотрим методику гидравлической увязки кольцевой сети. Предположим, что требуется рассчитать кольцевой газопровод, изображенный на рис. 5.7

В процессе предварительного расчета были определены диаметры для всех участков сети, однако алгебраические суммы потерь давления как для первого, так и для второго колец оказались не равными нулю. Таким образом, после предварительного расчета первое кольцо имеет гидравлическую невязку ΔP_I , а второе - ΔP_{II} . [8]

Предположим, что все участки сети работают в области гидравлически гладких труб, а потери давления в них определяются уравнением

$$\Delta P = a \cdot Q^{1,75}$$

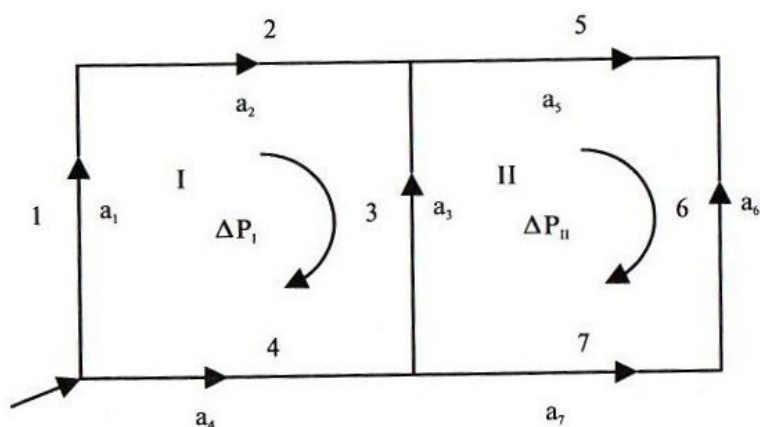


Рис. 5.7. Кольцевой газопровод

Таким образом, в результате предварительного расчета можно записать следующие уравнения:

$$\begin{aligned} (\Delta P_1 + \Delta P_2) - (\Delta P_3 + \Delta P_4) &= \sum_I \Delta P = \Delta P_I; \\ (\Delta P_3 + \Delta P_5) - (\Delta P_6 + \Delta P_7) &= \sum_{II} \Delta P = \Delta P_{II} \end{aligned}$$

или

$$\left. \begin{aligned} a_1 \cdot Q_1^{1,75} + a_2 \cdot Q_2^{1,75} - a_3 \cdot Q_3^{1,75} - a_4 \cdot Q_4^{1,75} &= \Delta P_I \\ a_3 \cdot Q_3^{1,75} + a_5 \cdot Q_5^{1,75} - a_6 \cdot Q_6^{1,75} - a_7 \cdot Q_7^{1,75} &= \Delta P_{II} \end{aligned} \right\} (5.52)$$

Для того чтобы сеть с принятыми диаметрами удовлетворяла второму закону Кирхгофа, нужно произвести такое перераспределение транзитных расходов, в результате которого гидравлические невязки во всех кольцах превратятся в ноль или окажутся меньше заданной погрешности расчета. Для того чтобы не нарушить равновесие расходов в узлах (первый закон Кирхгофа) пользуются следующим приемом: вводят круговые поправочные расходы во все элементарные кольца. Величины этих ходов принимают

такими, чтобы ликвидировать невязки в кольцах. Основы этого метода разработаны проф. В.Г.Лобачевым и Х.Кроссом.

Предположим, что в кольцах I и II рассматриваемого примера введены поправочные расходы ΔQ_I и ΔQ_{II} , в результате чего невязка в кольцах превратилась в нуль. При этом предполагаем, что введение поправочных расходов не изменяет гидравлического режима работы отдельных участков. Таким образом, уравнения (5.52) примут вид:

$$\left. \begin{aligned} a_1 \cdot (Q_1 + \Delta Q_I)^{1,75} + a_2 \cdot (Q_2 + \Delta Q_I)^{1,75} - a_3 \cdot (Q_3 - \Delta Q_I + \Delta Q_{II})^{1,75} - \\ - a_4 \cdot (Q_4 - \Delta Q_I)^{1,75} = 0; \\ a_3 \cdot (Q_3 + \Delta Q_{II} - \Delta Q_I)^{1,75} + a_5 \cdot (Q_5 + \Delta Q_{II})^{1,75} - a_6 \cdot (Q_6 - \Delta Q_{II})^{1,75} - \\ - a_7 \cdot (Q_7 - \Delta Q_{II})^{1,75} = 0. \end{aligned} \right\} (5.53)$$

Выражения типа $(Q \pm \Delta Q)^{1,75}$ раскладываем в ряд Маклорена и, ввиду малости ΔQ по отношению к Q , ограничиваемся только первыми двумя членами. Такое допущение обеспечивает достаточную точность расчета поправочных расходов только при относительно малых их значениях:

$$\begin{aligned} (Q \pm \Delta Q)^{1,75} &= Q^{1,75} \pm 1,75 \cdot Q^{0,75} \cdot \Delta Q; \\ (Q \pm \Delta Q_I \mp \Delta Q_{II})^{1,75} &= Q^{1,75} \pm 1,75 \cdot Q^{0,75} + \Delta Q_I \mp 1,75 \cdot Q^{1,75} \cdot \Delta Q_{II} \end{aligned} (5.54)$$

Если подставить уравнения (5.54) в уравнения (5.53) и произвести группировку отдельных членов, то можно получить следующие выражения

$$\begin{aligned} (a_1 \cdot Q_1^{1,75} + a_2 \cdot Q_2^{1,75} - a_3 \cdot Q_3^{1,75} - a_4 \cdot Q_4^{1,75}) + 1,75 \cdot (a_1 \cdot Q_1^{0,75} + a_2 \cdot Q_2^{0,75} + a_3 \\ \times \Delta Q_I - 1,75 \cdot a_3 \cdot Q_3^{0,75} \cdot \Delta Q_{II} = 0 \\ (a_3 \cdot Q_3^{1,75} + a_5 \cdot Q_5^{1,75} - a_6 \cdot Q_6^{1,75} - a_7 \cdot Q_7^{1,75}) + 1,75 \cdot (a_3 \cdot Q_3^{0,75} + a_5 \cdot Q_5^{0,75} + a_6 \\ \times \Delta Q_{II} - 1,75 \cdot a_3 \cdot Q_3^{0,75} \cdot \Delta Q_I = 0 \end{aligned}$$

Выражения в первых скобках представляют собой невязки в кольцах и соответственно равны $\Sigma_I \Delta P$ и $\Sigma_{II} \Delta P$.

Выражения во вторых скобках можно представить в виде

$$\sum a_i \cdot Q_i^{0,75} = \sum \frac{a_i \cdot Q_i^{1,75}}{Q_i} = \sum \frac{\Delta P_i}{Q_i}.$$

Учитывая изложенное, получим:

$$\left. \begin{aligned} \sum_I \Delta P + 1,75 \cdot \sum_I \frac{\Delta P_i}{Q_i} \cdot \Delta Q_I - 1,75 \cdot \frac{\Delta P_3}{Q_3} \cdot \Delta Q_{II} = 0; \\ \sum_{II} \Delta P + 1,75 \cdot \sum_{II} \frac{\Delta P_i}{Q_i} \cdot \Delta Q_{II} - 1,75 \cdot \frac{\Delta P_3}{Q_3} \cdot \Delta Q_I = 0 \end{aligned} \right\} (5.55)$$

Уравнения (5.55) представляют собой систему уравнений первой степени, решив которую, можно определить поправочные расходы. Число уравнений равно числу неизвестных. Для решения этой системы удобнее всего воспользоваться методом последовательных приближений.

Порядок решения следующий:

$$\left. \begin{aligned} \Delta Q_I &= \frac{\sum_I \Delta P}{1,75 \cdot \sum_I \frac{\Delta P_i}{Q_i}} + \frac{\frac{\Delta P_3}{Q_3}}{\sum_I \frac{\Delta P_i}{Q_i}} \cdot \Delta Q_{II}; \\ \Delta Q_{II} &= \frac{\sum_{II} \Delta P}{1,75 \cdot \sum_{II} \frac{\Delta P_i}{Q_i}} + \frac{\frac{\Delta P_3}{Q_3}}{\sum_{II} \frac{\Delta P_i}{Q_i}} \cdot \Delta Q_I \end{aligned} \right\} (5.56)$$

Первый член уравнений (5.53) представляет собой часть поправки, полученную без учета влияния поправочных расходов соседних колец, а второй член учитывает влияние поправочных расходов в соседних кольцах на рассчитываемое кольцо. Первый член уравнений является первым приближением решения.

В общем виде для любого кольца первое приближение решения равно:

$$\Delta Q' = \frac{\sum \Delta P}{1,75 \cdot \sum \frac{\Delta P_i}{Q_i}} \quad (5.57)$$

Каждое последующее приближение будет состоять из предыдущего приближения плюс дополнительный член, уточняющий решение. Это уточнение, считая, что каждое кольцо имеет несколько общих участков с соседними кольцами, представляют в виде

$$\Delta Q'' = \frac{\sum \Delta Q'_{с.к} \cdot \left(\frac{\Delta P}{Q} \right)_{у.с.к}}{\sum \frac{\Delta P_i}{Q_i}} \quad (5.58)$$

В уравнении (5.58) вычисляют $\left(\frac{\Delta P}{Q} \right)_{у.с.к.}$ для участков, имеющих соседние кольца, а $\Delta Q'_{с.к}$ является первым приближенным значением поправочных расходов в этих соседних кольцах. Если же полученный по уравнению (5.55) дополнительный член решения $\Delta Q'_{с.к}$ подставить в это уравнение вместо $\Delta Q_{с.к}$, то получится третий член решения $\Delta Q'''$. Таким образом, решение можно представить в виде трех членов $\Delta Q' = \Delta Q' + \Delta Q'' + \Delta Q'''$ и, наконец, в виде бесконечного ряда. Особенность этой

методики заключается в том, что сначала находят первые приближения решений сразу для всех уравнений и т.д. При таком методе решение системы уравнений облегчается и получается достаточно точным.

Для практических целей при расчете кольцевых газопроводов можно ограничиться вторым приближением решения, т.е. поправочным расходом, состоящим из двух членов, где первый член $\Delta Q'$ учитывает невязку в своем кольце, а второй $\Delta Q''$ - невязку в соседних кольцах, т.е.

$$\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q'' \quad (5.59)$$

При определении знака поправочного расхода необходимо учитывать следующее:

- выражение типа $\left(\frac{\Delta P}{Q}\right)$ или всегда положительные;
- знак выражении $\sum \Delta P$ определяют расчетом (считая, например, направление движения газа по часовой стрелке положительным);
- знак $\Delta Q'$ противоположен знаку $\sum \Delta P$.

После расчета круговых поправочных расходов для всех колец определяют поправочные расходы и новые расчетные расходы для всех участников. Для участков, не имеющих соседних колец, поправочные расходы будут равны: $\Delta Q_{уч} = \Delta Q_{к}$, а новые расчетные расходы

$$Q_{нов.расч} = Q + \Delta Q_{уч}.$$

Для участков, имеющих соседние кольца, поправочные расходы будут равны:

$$Q_{уч} = Q_{к} - \Delta Q_{с.к.},$$

а новые расчетные расходы

$$Q_{нов.расч} = Q + \Delta Q_{уч} = Q_{к} - \Delta Q_{с.к.},$$

$\Delta Q_{с.к.}$ - поправочный расход в соседнем кольце, который прибавляют к расходу на участке, с обратным знаком.

Если для газопроводов среднего и высокого давлений для расчета потерь давления использовать формулу

$$P_n^2 + P_k^2 = a \cdot Q^2 = \delta \cdot P \quad (5.60)$$

то методика, аналогичная примененной для газопроводов низкого давления, позволяет получить следующую формулу для определения круговых поправочных расходов при среднем или высоком давлении газа:

$$\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q''.$$

или

$$\Delta Q = - \frac{\sum \delta P_i}{2 \cdot \sum \frac{\delta P_i}{Q_i}} + \frac{\sum \Delta Q'_{c.к} \cdot \left(\frac{\delta P_i}{Q_i} \right)_{y.c.к}}{\sum \frac{\delta P_i}{Q_i}} \quad (5.61)$$

Правило знаков остается то же.

19. Регулирование давления газа. Классификация регуляторов давления.

Управление гидравлическим режимом системы газоснабжения осуществляется с помощью регуляторов давления, которые поддерживают определенное давление на входе в систему газоснабжения независимо от изменения потребления газа в сети.

Регулирование производится за счет изменения степени снижения более высокого давления на входе в регулятор на конечное более низкое. Для выполнения задач регулирования необходимо измерить выходное давление, затем сравнить измеренную величину с заданной, и, наконец, воздействовать на входную величину таким образом, чтобы разность между измеренной величиной и заданной была как можно меньше. Регулятор включает измеритель, преобразователь измеряемой величины, выполненный в виде мембраны, усилитель (пневматический, электрический) и исполнительное устройство (клапан, задвижка).

20. Расчет пропускной способности регуляторов давления.

При движении через дроссельный орган поток газа преодолевает гидравлические сопротивления, в результате чего уменьшается его статическое давление. Потери давления вызываются неоднократно изменением направления движения, сужением потока при проходе через седло клапана и трением. При небольшом перепаде давления на клапане изменением плотности газа можно пренебречь и рассматривать его как несжимаемую жидкость. В этом случае перепад давления полностью определяется гидравлическим сопротивлением дроссельного органа, а коэффициент гидравлического сопротивления открытого клапана данной конструкции при турбулентном режиме является величиной постоянной.

Если перепад давления значительный, то следует учитывать изменение плотности газа. С уменьшением давления объем газа будет увеличиваться и на его проталкивание

необходимо затрачивать дополнительную энергию. С изменением давления изменится также температура газа, что приведет к теплообмену между потоком газа и ограничивающими его стенками.

Таким образом, движение газа через дроссельный орган представляет весьма сложный физический процесс и при расчете пропускной способности клапанов приходится исходить из упрощенной физической модели.

Обычно при расчете пропускной способности регулирующего клапана проводят аналогию между движением газа через него и истечением из отверстия. Эта аналогия весьма приближенная по следующим причинам. Во-первых, многие клапаны выпускают с площадью прохода в седле, равной площади присоединительного патрубка. Во-вторых, при истечении из отверстия газ попадает неограниченный объем, а при движении – через регулирующей дроссельный орган в трубопровод. В связи с этим в результате стабилизации потока давление в трубопроводе возрастает. Наконец, несмотря на то что основной перепад давления, а, следовательно, основное гидравлическое сопротивление регулятора приходится на регулирующей орган, определенная часть давления теряется в корпусе и при полностью открытом клапане может составлять значительную долю общего перепада давления.

21. Пункты редуцирования газа.

Пункт редуцирования газа (ПРГ) — технологическое устройство сетей газораспределения и газопотребления, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа.

22. Газораспределительные станции. Классификация и структура.

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для подачи газа потребителю в обусловленных количествах, с определенным давлением, степенью очистки и одоризации. В настоящее время в основном применяются блочно-комплектные автоматизированные газораспределительные станции.

Блочно-комплектные автоматизированные ГРС (БК АГРС) комплектуются и собираются на заводах и после испытаний в виде крупных транспортабельных блоков, состоящих из оборудования, ограждающих конструкций, систем управления и защиты, поставляются на строительные площадки. После установки блоков на проектные отметки, сборки внутренних соединительных трубопроводов, присоединения к внешним коммуникациям вводятся в эксплуатацию без разборки и ревизии.

23. Регулирование давления в городских сетях.

С увеличением количества ГРС уменьшаются нагрузки и радиус действия городских магистралей, что приводит к уменьшению их сечений.

В соответствии с этим уменьшаются расход металла и капиталовложения в городские сети высокого (среднего) давления. Большое количество ГРС обеспечивает большую надежность систем газоснабжения.

В то же время следует иметь в виду, что с увеличением количества ГРС возрастают затраты на их сооружение и строительство, увеличиваются эксплуатационные затраты за счет содержания обслуживающего персонала на ГРС.

При определении количества магистральных источников следует ориентироваться:

- а) для небольших городов с населением 100-200 тыс.чел. наиболее рациональными являются системы с одной ГРС;
- б) для городов с населением 200-300тыс.чел. наиболее рациональными являются системы с двумя и тремя ГРС;
- в) для городов с населением 300-500тыс.чел. наиболее рациональными являются системы с тремя ГРС

Для питания городских газопроводов принимаем 2 ГРС, расположенных за пределами городской черты с противоположных сторон. Газ на ГРС очищается, одорируется, редуцируется до давления верхней ступени в городских сетях и подается в распределительные газопроводы.

По количеству ступеней давления в практике газоснабжения городов применяются:

- а) двухступенчатые системы, состоящие из сетей низкого и среднего или низкого и высокого давления (до 0,6МПа).

- б) трехступенчатые, включающие в себя газопроводы низкого, среднего, высокого (до 0,6 МПа) давлений.

- в) многоступенчатые, состоящие из сетей низкого, среднего, высокого (до 0,6 МПа и до1,2МПа) давлений.

24. Подогрев газа на ГРС.

Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

25. Режим работы газовых приборов.

При изучении неравномерности строят ступенчатые графики расхода газа во времени. Наиболее полно отражен режим в годовом графике, построенном по часам суток, где каждому часу каждого календарного дня отвечает свой столбик (ступенька), соответствующий в масштабе часовому расходу. Учитывая инерциальность системы газоснабжения, а также сравнительно медленное изменение нагрузки в качестве минимального отрезка, на котором усредняют потребление и считают расход газа

постоянным, принимают час. Построение годового графика потребления по часам для года является задачей чрезвычайно трудоемкой, поэтому такой всеобъемлющий график заменяют несколькими графиками, отличающимися величиной отрезка, на котором потребление осредняют и считают постоянным, а также общей продолжительностью во времени.

26. Гидравлический режим газовой сети низкого давления.

К городским сетям низкого давления потребителей присоединяют как правило, непосредственно. Колебания давления у потребителей зависят от: 1) величины расчетного перепада давления и степени его использования на пути движения газа от точки питания до газоиспользующей установки; 2) режима работы газоиспользующих установок; 3) метода регулирования давления в точке питания сети.

Нормальная работа газоиспользующих установок может быть обеспечена только при условии стабильного давления газа перед ними, чего достигают правильным подбором исходных данных для гидравлического расчета сети и способа регулирования начального давления.

При разработке городской системы газоснабжения на стадии технического проекта разрабатывают распределительную сеть, а на стадии рабочих чертежей - абонентские ответвления. Распределительную сеть проектируют на расчетный перепад давления ΔP_{om} (1200 Па), а абонентские ответвления, включая внутрисанитарные газопроводы, - на (600 Па).

27. Сезонное регулирование давления газа на выходе ПРГ.

Чтобы сократить время работы газовых приборов с перегрузкой целесообразно в весенние, летние и осенние месяцы снижать начальное давление газа в сети.

Величина давления, на которое следует настраивать регуляторы в данный месяц, должна определяться из условия поддержания минимального давления у потребителя при максимальной нагрузке в этот месяц. Максимальную нагрузку для каждого месяца определяют из уравнения

$$Q_{ч.м.}^{макс} = k_{м.г} \cdot k_{с.н.}^{макс} \cdot k_{ч.с.}^{макс} \cdot \frac{Q_г}{8760}, \quad (4.7)$$

где $Q_{ч.м.}^{макс}$ - максимальная часовая нагрузка в течение месяца;

$Q_г$ - годовое потребление газа;

$k_{м.г}$ - месячный коэффициент неравномерности;

$k_{с.н.}^{макс}, k_{ч.с.}^{макс}$ - максимальные коэффициенты суточной неравномерности за неделю и часовой неравномерности за сутки.

Порядок определения начального давления в сети для различных месяцев года можно принять следующий.

1. По заданным значениям коэффициентов месячной неравномерности вычисляют относительные максимальные нагрузки для всех месяцев $x_{мес}^{макс}$ используя выражение

$$x_{мес}^{макс} = \frac{Q_{ч,м}^{макс}}{Q_{ч,г}^{макс}} = \frac{k_{м,г}}{k_{м,г}^{макс}}$$

2. Для полученных значений вычисляют перепады давления в сети

$$\Delta P = \Delta P_P \cdot (x_{мес}^{макс})^{1,75}$$

3. Определяют давления настройки регуляторов для каждого месяца

$$P_H = P_{ПМИН} + \Delta P$$

28. Трассировка газопроводов. Пересечение газопроводов с различными препятствиями.

При проектировании пересечений газораспределительными сетями водных препятствий, железнодорожных полотен, автодорог, оврагов и т.п. следует учесть требования СНиП 42-01-2002 и СНиП 32-01-95.

Переходы газопроводов всех давлений через реки, каналы, овраги, и т.п. могут быть подводными (дюкерными), подземными или надземными. При подземном пересечении газопроводы оборудованы футлярами.

29. Трубы и их соединения.

Для строительства газораспределительных систем должны применяться материалы, изделия, газоиспользующее и газовое оборудование по действующим стандартам и другим нормативным документам на их поставку, сроки службы, характеристики, свойства и назначение (области применения) которых, установленные этими документами, соответствуют условиям их эксплуатации.

Пригодность для применения в строительстве систем газораспределения новых материалов, изделий, газоиспользующего и газового оборудования, в том числе зарубежного производства, при отсутствии нормативных документов на них должна быть подтверждена в установленном порядке техническим свидетельством.

Для подземных газопроводов следует применять стальные трубы. Для наземных и надземных газопроводов следует также применять стальные трубы. Для внутренних газопроводов низкого давления разрешается применять стальные трубы и медные трубы. Стальные бесшовные, сварные (прямошовные и спиральношовные) трубы и соединительные детали для газораспределительных систем должны быть изготовлены из стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

Выбор материала труб, трубопроводной запорной арматуры, соединительных деталей, сварочных материалов, крепежных элементов и других следует производить с учетом давления газа, диаметра и толщины стенки газопровода, расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства и температуры стенки трубы при эксплуатации, грунтовых и природных условий, наличия вибрационных нагрузок. Внутренние диаметры газопроводов должны определяться расчетом из условия обеспечения газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Характеристики предельных состояний, коэффициенты надежности по ответственности, нормативные и расчетные значения нагрузок и воздействий и их сочетания, а также нормативные и расчетные значения характеристик материалов следует принимать в расчетах с учетом требований ГОСТ 27751 и СНиП 2.01.07.

30. Газовая арматура и оборудование.

Газовой арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых осуществляются включение, отключение, изменение количества, давления или направления газового потока, а также удаление газа,

Требования к выбору газовой арматуры. При выборе газовой арматуры необходимо учитывать следующие свойства металлов и сплавов:

- природный газ не воздействует на черные металлы, поэтому газовая арматура может быть изготовлена из стали и чугуна;
- из-за более низких механических свойств чугунной арматуры она может применяться при давлениях не более 1,6 МПа;
- при выборе чугунной арматуры необходимо создать такие условия, чтобы ее фланцы не работали на изгиб;
- при существующих допустимых нормах содержания сероводорода в газе (2 г на каждые 100 м³) последний практически не воздействует на медные сплавы, поэтому арматура для внутридомового газового оборудования может быть из медных сплавов.

Классификация газовой арматуры. По назначению существующие виды газовой арматуры подразделяются:

- на запорную — для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;
- предохранительную — для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;
- арматуру обратного действия - для предотвращения движения газа в обратном направлении;

- аварийную и отсечную - для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима.

Вся арматура, применяемая в газовом хозяйстве, стандартизирована. По принятому условному обозначению шифр каждого изделия арматуры состоит из четырех частей.

31. Приемка и ввод газопроводов в эксплуатацию.

Приемка заказчиком законченного строительством объекта системы газораспределения, сооруженного в соответствии с проектом и требованиями СНиП 3.01.01 и СНиП 42-01-2002, должна производиться приемочной комиссией. В состав приемочной комиссии включают представителей: заказчика (председатель комиссии), проектной и эксплуатационной организации (предприятия газового хозяйства или газовой службы предприятия).

Генеральный подрядчик на каждый законченный объект газораспределительной системы предъявляет приемочной комиссии в одном экземпляре следующую документацию:

- комплект рабочих чертежей (исполнительную геодезическую документацию по ГОСТ Р 51872) на строительство предъявляемого к приемке объекта с надписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них проектной организации изменениям;

- сертификаты заводов-изготовителей (их копии; извлечения из них, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта) на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;

- технические паспорта заводов-изготовителей или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования (изделий);

- строительные паспорта: наружного газопровода, газового ввода, внутридомового газооборудования, ГРП, СУГ;

- протокол проверки сварных стыков газопровода радиографическим методом, протоколы механических испытаний сварных стыков стального и полиэтиленового газопроводов; протокол проверки сварных стыков газопровода ультразвуковым методом и протокол проверки качества стыков, выполненных контактной сваркой и пайкой;

- акт разбивки и передачи трассы (площадки) для подземного газопровода и резервуаров СУГ;

- журнал учета работ (для подземных газопроводов протяженностью свыше 200 м и резервуаров СУГ) — по требованию заказчика;
- акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты (для подземных газопроводов и резервуаров СУГ);
- акты приемки скрытых и специальных работ, выполненных в соответствии с договором подряда (контрактом), для ГРП, котельных;
- акт приемки газооборудования для проведения комплексного опробования (для предприятий и котельных);
- акт приемки очищенной внутренней полости подлежащего восстановлению газопровода;
- акт приемки внутренней полости газопровода, восстановленного тканевым шлангом или другими материалами, пригодность которых (при отсутствии нормативных документов на них) подтверждена в установленном порядке;
- гарантийное обязательство на восстановленный газопровод (на срок, оговоренный контрактом);
- техническое свидетельство на примененные в строительстве импортные материалы и технологии.

Приемочная комиссия должна проверить соответствие смонтированной газораспределительной системы проекту и представленной исполнительной документации, требованиям настоящих строительных норм и правил.

32. Устройство внутренних газопроводов.

Жилые здания, коммунально-бытовые и промышленные предприятия снабжаются газом от газопроводов низкого или среднего давления через ГРЛ. Схема газораспределения включает ответвления от распределительного газопровода, ввод к потребителю газа, вводный газопровод в кожухе через стену здания, внутренние газопроводы.

Проект газификации дома включает в себя поэтажный план дома и схему газораспределительной сети. На поэтажный план наносят внутренние газовые сети и места установки газовых стояков с обозначением их диаметров. На схеме обозначают все внутренние газопроводы от вводов до отпусков на газовые приборы с указанием места расположения отключающих устройств.

Газопроводы вводят в жилые и общественные здания через нежилые помещения, доступные для осмотра труб. На вводе газопровода в здания устанавливают отключающее устройство, которое монтируется снаружи здания. Место установки должно быть доступно для обслуживания и быстрого отключения газопровода.

33. Бытовые газовые плиты.

В жилых домах устанавливают газовые плиты различной конструкции, емкостные и проточные водонагреватели, газовые малометражные котлы и газифицированные отопительные печи. Реже можно встретить газовые каминные и калориферы, газовые холодильники. В общественных зданиях и коммунально-бытовых предприятиях устанавливают также газовые плиты ресторанного типа, пищеварочные котлы, газовые кипятивники и др.

Газовые приборы характеризуют следующими показателями: номинальной тепловой нагрузкой (в Вт); коэффициентом полезного действия (в %); расходом газа (в м³/ч); давлением газа перед прибором (в кПа); содержанием оксида углерода в продуктах сгорания газа (в %).

Тепловая нагрузка газового прибора Q_n - полученное при сжигании газа в единицу времени количество теплоты

$$Q_n = V_g \cdot Q_H$$

где V_g — расход газа, м³/ч; Q_H — низшая теплота сгорания газа, приведенная к нормальным условиям, кДж/м³.

Теплопроизводительность газового прибора Q_T — количество теплоты, воспринятое нагреваемым телом в единицу времени, Вт

$$Q_T = m \cdot c \cdot (T_2 - T_1)$$

где m — масса нагреваемого тела, кг; c — удельная массовая теплоемкость нагреваемого тела, кДж/(кг·К); T_1 T_2 — температура тела до начала нагрева и после его окончания, К.

Коэффициент полезного действия (КПД) газового прибора — отношение теплопроизводительности к тепловой нагрузке газового прибора

$$\eta = \frac{Q_T}{Q_n} \cdot 100$$

Для бытовых газовых плит КПД должен быть не менее 56 %, для водонагревателей — не менее 80 %.

34. Газовые плиты предприятий общественного питания.

Для предприятий общественного питания выпускают секционные газовые плиты с жарочным шкафом типа ПГС-2МА. По заявке заказчика плиту ПГС-2МА могут поставлять с водогрейным устройством для получения при работе плиты горячей воды с температурой 70...80°С для технологических и санитарных нужд, а также комплектовать в двухсекционные блоки с общей сплошной жарочной поверхностью.

Дымоход плиты, установленный в середине верхней части каркаса плиты, разделен на три канала, обеспечивающих отдельную вытяжку продуктов сгорания от горелок настила и жарочного шкафа. Дымоход оборудован заслонками для регулирования тяги. На плите установлены инжекционные горелки. Расположенные под плитным настилом горелки имеют регулировочную шайбу первичного воздуха, а горелка жарочного шкафа снабжена заслонкой для регулирования вторичного воздуха и шайбой для регулирования первичного воздуха.

35. Аппараты горячего водоснабжения.

Водонагреватели проточные газовые изготавливают в соответствии с ГОСТ 19910-74. Проточные водонагреватели снабжаются автоматикой безопасности, обеспечивающей доступ газа к запальной и основной горелкам при наличии запального пламени и протока воды; отключение запальной и основной горелок при отсутствии разрежения в дымоходе (табл. 5.23).

Основными узлами проточных водонагревателей являются газовая горелка инжекционного типа, теплообменник с огневой камерой, блок автоматики, система отвода продуктов сгорания.

36. Аппараты емкостные газовые бытовые типа АГВ.

Аппараты газовые водонагревательные АГВ-80 и АГВ-120 предназначены для местного отопления помещений и горячего водоснабжения (ГОСТ 11032-80). Они работают по принципу нагрева воды в емкости без принудительной циркуляции. Емкостные водонагреватели оборудованы системой отвода продуктов сгорания в дымоход, газогорелочным устройством и автоматикой регулирования, отключающей газ при нагревании воды до заданной температуры. Термозлемент терморегулятора введен внутрь бака. На газопроводе установлен электромагнитный клапан, который срабатывает при погасании запального пламени и прекращении тяги в дымоходе (от датчика тяги).

В крышку аппарата встроен предохранительный клапан, представляющий собой цилиндр с колпачком, под которым помещена мембрана из медной фольги толщиной 0,04...0,05 мм. В центре мембраны имеется отверстие, залитое сплавом Вуда (температура плавления 105 °С). При давлении в баке более 600 кПа мембрана разрывается, а при перегреве воды свыше предельной температуры расплавляется сплав Вуда. Герметичность системы восстанавливают, заменяя мембрану. В крышке бака устанавливают термометр.

37. Аппараты отопительные газовые с водяным контуром бытовые типа АОГВ.

Аппараты АОГВ являются развитием моделей емкостных водонагревателей типа АГВ (табл. 5.25). Они предназначены для местного водяного отопления жилых помещений с номинальным давлением природного газа 1300 Па. Применение подогретой аппаратом воды для приготовления пищи не разрешается.

Система отопления - с верхней разводкой магистрали горячей воды и нижней разводкой обратной магистрали. Циркуляция воды в системе естественная.

Основные узлы аппарата АОГВ: котел-теплообменник, топочное устройство с основной и запальной горелками, стабилизатор тяги, автоматика безопасности и регулирования.

38. Комбинированные аппараты типа АКГВ.

Аппараты комбинированные газовые с водяным контуром (АКГВ) предназначены для отопления помещений и горячего водоснабжения. Аппарат снабжен тягостабилизирующим устройством, датчиком тяги, блоком автоматики безопасности и регулирования, основной и запальной горелками, теплообменником и змеевиком в верхней его части (табл. 5.26).

В летнее время аппарат может быть использован только для горячего водоснабжения. Нагрев воды автоматический — по мере открывания водоразборного крана.

39. Печные газовые горелки.

Горелочные устройства являются важнейшим элементом системы отопления любого теплового агрегата. Правильный выбор горелочного устройства, рациональная установка его на агрегате, соблюдение условий эксплуатации решающим образом влияют на эффективность и экономичность, а иногда на работоспособность всего агрегата. Топливосжигающее устройство, как один из основных элементов печного оборудования, в значительной степени определяет всю тепловую работу агрегата. Конструктивные особенности горелок непосредственно влияют на схему подвода топлива и воздуха к агрегату, схему смешения компонентов, интенсивность горения топлива и состав продуктов горения, аэродинамическую структуру факела. Работа горелочных устройств непосредственно связана с безопасностью эксплуатации теплового агрегата, особенно в периоды его пуска и выключения.

На основании опыта эксплуатации и анализа конструкции горелочных устройств можно сформулировать основные требования к их конструкции.

Конструкция горелки должна быть возможно более простой: без подвижных частей, без устройств, изменяющих сечение для прохода газа и воздуха и без деталей сложной формы, расположенных вблизи носика горелки.

Сложные устройства при эксплуатации себя не оправдывают и быстро выходят из строя под действием высоких температур в рабочем пространстве печи.

Сечения для выхода газа, воздуха и газовой смеси следует отрабатывать в процессе создания горелки. В процессе эксплуатации все эти сечения должны быть неизменными. Количество подаваемых через горелку газа и воздуха следует изменять только дроссельными устройствами, установленными на подводящих трубопроводах.

Сечения для прохода газа и воздуха в горелке и конфигурацию внутренних полостей следует выбирать таким образом, чтобы сопротивление на пути движения газа и воздуха внутри горелки было бы минимальным.

Давление газа и воздуха в основном должно быть использовано для создания требуемых скоростей в выходных сечениях горелки. Желательно, чтобы подача воздуха в горелку была регулируемой. Неорганизованная подача воздуха в результате разрежения в рабочем пространстве или путем частичного инжестирования воздуха газом может допускаться только в особых случаях.

40. Методы компенсации сезонных, суточных и часовых колебаний потребления газа.

Потребление газа бытовыми, коммунальными и промышленными потребителями носит неравномерный характер.

Сезонные колебания потребления газа вызываются увеличением расхода газа на отопительные нужды в зимнее время.

Суточные колебания расхода газа по дням недели происходят в результате изменения потребления газа в воскресенье, праздничные дни, а также из-за изменения расхода газа на отопительные нужды.

Часовая неравномерность расхода газа по часам суток вызывается: уменьшением потребления газа на бытовые нужды в ночное время; значительным сокращением потребления газа на промышленные нужды из-за сменности их работы; неравномерностью потребления газа объектами коммунального хозяйства в течение суток.

В качестве способов покрытия пика неравномерности потребления можно отметить следующие:

- подземное хранение газа;
- использование буферных потребителей;

использование баз сжиженного газа (пропана и бутана) для получения пропан-воздушной смеси в часы пик;

использование баз сжиженного природного газа (метана);

создание резерва пропускной способности магистральных газопроводов и газовых промыслов;

использование аккумулирующей емкости последних участков магистральных газопроводов;

использование аккумулирующей способности самого магистрального газопровода на всей его протяженности.

Для каждого из этих способов имеется определенная область, в которой газ используется наиболее эффективно.

Для покрытия сезонной неравномерности потребления используют подземные хранилища. При резких понижениях температуры воздуха в отопительный период эффективно используется перевод крупных буферных потребителей на альтернативное топливо. Вблизи городов можно также сооружать подземные хранилища для сжиженных газов. Часовая неравномерность потребления газа компенсируется с использованием аккумулирующей способности последних участков газопроводов, отводов магистральных газопроводов к крупным потребителям и промышленным районам. Значительная часть неравномерности расхода газа компенсируется за счет аккумулирующей способности разветвленной газораспределительной сети высокого давления в сельской местности.

Для хранения газа в газообразном состоянии можно применять газгольдеры. Газгольдерные станции, служащие для выравнивания часовой неравномерности потребления газа, в настоящее время не строят ввиду их высокой стоимости и большой металлоемкости.

41. Аккумулирующая способность магистрального газопровода.

Работа конечного участка магистрального газопровода от компрессорной станции до ГРС характеризуется нестационарным режимом (постоянно изменяется отбор газа). В ночное время суток потребление газа меньше подачи, и газ накапливается в газопроводе.

Накопление газа вызывает повышение давления в газопроводе и количество газа, которое может аккумулировать последний участок газопровода, зависит от максимально возможного давления в нем.

Режим движения газа на конечном участке характеризуется нестационарностью процесса. Нестационарный режим движения газа наблюдается даже в тот момент, когда количество поступающего газа становится равным потреблению. Для стабилизации

режима нужно какое-то время, т.е. давление газа в конечном участке газопровода устанавливается не сразу, а по истечении времени.

Поскольку потребление газа изменяется непрерывно, то стабильная кривая давления не устанавливается, и, следовательно, в конечном участке газопровода режим нестационарный.

Можно решать задачу определения аккумулирующей способности с некоторыми приближениями. Примем следующие расчетные режимы конечного участка газопровода. В момент, когда нагрузка соответствует среднечасовому расходу, режим стационарный. В остальные моменты (накопление и отбор газа) режимы нестационарные.

42. Подземные хранилища газа.

Для подземного хранения газа используются естественные пористые и проницаемые коллекторы, а также непористые и непроницаемые породы. Подземное хранение газа является наиболее приемлемым и основным средством аккумуляции значительных объемов газа и регулирования подачи газа в соответствии с сезонной неравномерностью газопотребления.

В процессе подземного хранения газа могут быть решены следующие основные задачи:

удовлетворение спроса на газ в период наибольшего газопотребления (пиковые нагрузки), связанного с отопительной нагрузкой в зимнее время;

уменьшение капитальных вложений в магистральный газопровод и компрессорные станции;

обеспечение благоприятных условий для наиболее экономичного режима работы источников газа и магистрального газопровода с постоянной пропускной способностью;

создание необходимых запасов газа в определенных районах страны;

Наилучшими с точки зрения экономики и аккумулирующей способности являются хранилища, созданные в истощенных газовых и нефтяных месторождениях, так как отпадает необходимость детального изучения этого уже эксплуатируемого ранее месторождения и сооружения большого числа эксплуатационных скважин.

Сооружение подземных хранилищ в водоносных пластах связано с детальным изучением самого пласта и разведывательно-промышленной закачкой газа после строительства большого числа новых скважин.

На стадии планового задания на строительство магистрального газопровода рассматривается вопрос о наиболее приемлемых способах обеспечения равномерной работы газопровода независимо от сезонной неравномерности газопотребления. В связи с этим решается вопрос о необходимости, возможности и целесообразности строительства

подземного хранилища газа. Решение этого вопроса связано с определением графика потребления газа по месяцам, неделям, сутками, часам. На основании этих данных определяется объем газа, необходимый для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления, который может быть определен тремя методами:

по числу градусной недостаточности и температуре и количеству тепла, необходимого на один градусодень недостатка температуры;

по нормам расхода газа на отопление по всем категориям потребителей;

по коэффициентам месячной неравномерности газопотребления.

43. Способы оптимизации и совершенствования газораспределительных систем.

Оптимизация и совершенствование газораспределительных систем может включать в себя ряд технических и управленческих мероприятий. Вот несколько способов, которые могут помочь в этом процессе:

Модернизация оборудования: Замена старого оборудования на более эффективное и современное может улучшить эффективность и надежность системы. Например, использование более эффективных компрессоров и трубопроводов может уменьшить потери давления и повысить пропускную способность.

Оптимизация режимов работы: Анализ и оптимизация режимов работы компрессоров, регулирование давления и расхода газа в зависимости от текущих потребностей может снизить энергопотребление и повысить эффективность системы.

Использование автоматизации и управления: Внедрение систем автоматизации и управления, таких как SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), может обеспечить более точное управление и мониторинг газораспределительной системы, что помогает в реагировании на изменяющиеся условия и оптимизации процессов.

Моделирование и анализ: Использование математических моделей и программного обеспечения для анализа гидравлических и термодинамических процессов в системе может помочь идентифицировать узкие места и оптимизировать параметры системы.

Улучшение системы контроля и безопасности: Внедрение дополнительных систем контроля и безопасности, таких как датчики утечек газа и системы аварийного отключения, может снизить риски аварийных ситуаций и обеспечить безопасную эксплуатацию системы.

Развитие инфраструктуры: Расширение и модернизация инфраструктуры газораспределения, включая строительство новых трубопроводов и станций сжижения газа, может улучшить доступность и надежность поставок газа.

44. Основные понятия о СУГ.

На практике и в технической литературе сжиженными углеводородными газами принято называть низшие углеводороды, которые в чистом виде или в виде смесей при сравнительно небольшом давлении и температуре окружающей среды переходят в жидкое состояние. К таким углеводородам относятся пропан - C_3H_8 , бутан - C_4H_{10} (изобутан и *w*-бутан), пропилен - C_3H_6 , бутилен - C_4H_8 . Для удобства хранения и транспортировки эффективно сжижать метан, этан и этилен. Сжижение, хранение и транспортировку метана, этана и этилена осуществляют обычно под давлением, близким к атмосферному, но при отрицательных температурах (от -161 до -90 °C).

Разделение сжиженных газов на *сжиженные углеводородные газы* (СУГ) и *сжиженный природный газ* (СПГ - метан) чисто условно.

Алканы (C_nH_{2n+2}) - насыщенные углеводороды открытого строения.

Пропан и бутан в нормальных условиях находятся в газообразном состоянии. Пентан - летучая жидкость.

Алканы являются достаточно сильными наркотиками, но их действие ослабляется слабым растворением в крови. Поэтому при обычных условиях они являются физиологически индифферентными. Они вызывают удушье только при очень сильных концентрациях из-за уменьшения содержания кислорода.

Этилен, пропилен, бутилен - ненасыщенные углеводороды открытого строения - алкены (C_nH_{2n}).

Основные достоинства СУГ - жидкость при транспортировке и хранении и газ - при использовании и сжигании.

45. Источники получения СУГ.

Основными источниками для производства СУГ являются:

- попутные газы нефтяных месторождений;
- газы стабилизации нефти;
- жирные природные газы газоконденсатных месторождений;
- газы нефтепереработки.

Попутные газы и газы стабилизации нефти получают при добыче нефти. Обычно в верхней части нефтяных залежей находится газовая шапка, газ которой частично растворен в нефти.

Газы от нефти отделяют в трапе-разделителе и затем на газоперерабатывающей установке методом абсорбции извлекают все легкосжимаемые газы.

Жирные газы газоконденсатных месторождений содержат и более тяжелые компоненты $C_5 - C_8$, которые необходимо отделять от метана и этана на установках низкотемпературной сепарации, так как при повышении давления в

магистральном газопроводе они выпадают в виде конденсата, что может привести к уменьшению эффективного диаметра трубопровода.

Нефтезаводские газы - являются одним из важных источников производства СУГ. Их доля составляет до 50% от всего производства СУГ. Количество сжиженных газов (в % масс.), полученных из 1 т нефти, зависит от технологической схемы нефтепереработки:

Каталитический крекинг нефти 8-12

Термический риформинг нефти 15-20

Крекинг в газовой фазе нефти 20-25

Двухфазный крекинг нефти 10-12

Термический крекинг газойля 9-10

Термический риформинг лигроина 25-26

Каталитический крекинг газойля 14-15

46. Состав сжиженных углеводородных газов.

Во избежание повышенной упругости паров сжиженный газ не должен содержать значительных количеств этана, а для недопустимого снижения упругость паров - значительных количеств пентана.

Состав СУГ, используемых для коммунально-бытового газоснабжения, должен соответствовать нормам (ГОСТ 20488-75. СУГ для коммунально-бытового и промышленного потребления).

Показатель	Марка сжиженных газов		
	СПБ ТЗ	СПБ ТЛ	БТ
Компонентный состав, %:			
сумма метана, этана, этилена, не более	4	6	6
сумма пропана и пропилена, не менее	75	не норм.	не норм.
сумма бутанов и бутиленов:			
не менее	не норм.	-	60
не более	не норм.	60	-

жидкий остаток (C ₅ и выше) при t = 20 °С	1	2	2
Давление насыщенных паров избыточное, МПа при +45 °С, не более	1,6	1,6	1,6
при - 20 °С, не менее	0,16	-	-
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,015	0,015	0,015
в том числе сероводорода, %, не более	0,003	0,003	0,003
Содержание свободной воды	отсутствует	отсутствует	отсутствует

47. Свойства СУГ. Смеси газов.

Газ	Химическая формула	R, Дж/(кг×К)	Критические параметры			Г _г , кг/м ³	Г _ж , кг/м ³	P _у , МПа (абс.) при 0 °С
			t _{кр} , °С	P _{кр} , МПа (абс)	Г _{кр} , кг/см ²	0 °С; 101,3 кПа		
Метан	CH ₄	518,04	-82,5	4,58	162	0,7168	416	-
Этан	C ₂ H ₆	271,18	32,3	4,82	210	1,356	546	2,39
Пропан	C ₃ H ₈	184,92	96,84	4,21	226	2,0037	528	0,47
Н-бутан	C ₄ H ₁₀	140,4	152	3,75	225	2,703	601	0,115
Изо-бутан	C ₄ H ₁₀	140,4	134,98	3,6	-	2,668	582	0,16
Н-пентан	C ₅ H ₁₂	113,01	196,8	3,33	232	3,457	646	-
Этилен	C ₂ H ₄	261,26	9,9	5,03	220	1,26	566	4,21
Пропилен	C ₃ H ₆	193,77	91,94	4,524	4,524	1,915	609	0,6

Плотность сжиженного газа существенно зависит от температуры. Для технических расчетов плотность сжиженных газов можно определять по формуле

$$\rho_T = \rho_{T_0} + \alpha \cdot (T - T_0)$$

Плотность смеси сжиженных газов определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{1}{\frac{x_1}{\rho_1} + \frac{x_2}{\rho_2} + \dots + \frac{x_i}{\rho_i} + \dots + \frac{x_n}{\rho_n}},$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси СУГ;

x_1, x_2, \dots, x_n - концентрации компонентов сжиженного газа (в долях массовых);

$\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ - плотности компонентов, входящих в состав сжиженного газа.

По общепринятым данным в практике плотность остатка углеводородов C_5 и выше, входящих в состав сжиженного газа, принимают 700 кг/м^3 .

48. Диаграмма состояния индивидуальных углеводородов.

Диаграмма состояния - это графики зависимости между давлением, температурой, удельным объемом, теплоемкостью, теплосодержанием для сжиженных газов, полученные экспериментально, так как эти зависимости не подчиняются законам идеальных газов. Диаграммы состояния включают две фазы существования вещества - жидкую и газообразную.

Линии, разделяющие параметры, соответствующие двум различным фазам, называются пограничными кривыми. Чаще всего диаграммы состояния строят в системах координат T-s (температура - энтропия) и p-i (давление - энтальпия).

С помощью диаграмм состояния с достаточной для практических расчетов точностью можно проследить за изменением параметров углеводородов при следующих процессах:

- охлаждение или подогрев;
- конденсация или испарение;
- адиабатическое испарение или сжатие;
- дросселирование и др.

49. Перевозка СУГ в железнодорожных цистернах.

Для перевозки сжиженных газов по сети железных дорог используют железнодорожные цистерны специальной конструкции. Пропан перевозят в стальных цистернах вместимостью 51 или 54 м^3 с полной загрузкой 85%, что составляет соответственно 43 и 46 м^3

Кроме пропановых цистерн имеются бутановые с вместимостью резервуара 60 м³ при полезной нагрузке 54 м³.

В настоящее время начали использоваться железнодорожные цистерны полным объемом 98,3 м³ и полезным 83,5

50. Перевозка сжиженных газов в автомобильных цистернах.

В практике газоснабжения для перевозки сжиженных газов на небольшие расстояния (до 300 км) используют автоцистерны. Автомобильные цистерны, как и железнодорожные, состоят из горизонтального цилиндрического сосуда, в заднее днище которого вварен люк с приборами. В зависимости от предназначения и конструкции автоцистерны бывают транспортные и раздаточные.

Транспортные автоцистерны предназначены для перевозки больших количеств сжиженных газов с заводов-производителей до кустовых баз и газонаполнительных станций или до крупных потребителей и групповых установок со сливом газа в резервуары.

Раздаточные автоцистерны служат для доставки сжиженного газа потребителям с разливом в баллоны или в емкости газобаллонных установок автомобилей. Поэтому они снабжены полным комплектом оборудования для разлива (насос, счетчик-расходомер, раздаточная рамка).

Резервуар автоцистерны выполняют в виде горизонтально расположенного цилиндрического сосуда со сферическими днищами, закрепленного на шасси автомобиля на четырех опорах. В верхней передней части резервуара устанавливают пружинный предохранительный клапан. В центре заднего днища располагают люк для внутреннего осмотра резервуара. Крышку люка выполняют в виде фланца с вваренным в него вогнутым днищем, в полости которого размещают термометр, манометр и аварийный вентиль контроля уровня заполнения резервуара. Указатель уровня, выполненный по типу обычных водомерных трубок, представляет собой стеклянную трубку с пазами для наблюдения. Защитная трубка обеспечивает сохранность указателя уровня, а на случай аварийного разрыва уровнемерной стеклянной трубки указатель снабжают автоматическими шариковыми клапанами и запорными игольчатыми вентилями.

В нижней части цистерны по обеим сторонам располагают шесть вентилях диаметром 32 мм, связанные с трубопроводными коммуникациями по схеме, позволяющей наполнять и сливать сжиженный газ. Автоцистерну снабжают четырьмя гибкими дю-ритовыми шлангами с условным диаметром 40 мм для подсоединения к заправочной колонке или заполненной емкости.

Резервуар автоцистерны закрывают кожухом из листовой стали толщиной 1,5 мм с зазором 20 мм для защиты от непосредственного воздействия солнечных лучей.

Если на автоцистерне установить насос типа С5/150, ее можно использовать как раздаточную. Привод на насос осуществляется через коробку отбора мощности от двигателя автомобиля.

С целью увеличения объемов перевозки сжиженного газа автоцистернами на дальние расстояния, а также снижения стоимости перевозки газа научно-исследовательскими и проектными институтами разработаны новые конструкции автомобильных цистерн повышенной грузоподъемности.

Наиболее удачна конструкция автомобильной цистерны - полуприцепа АЦ-15-377С с полезным геометрическим объемом 15 м³, разработанная ГипроНИИГаз на базе седельного автотягача "УРАЛ-337С".

Время наполнения автоцистерны объемом 5,1 м³ - 20-30 мин, а цистерны 15м³ - 50-80 мин.

51. Перевозка сжиженного газа автотранспортом в баллонах и «скользящих» резервуарах.

Индивидуальные потребители, расположенные вблизи кустовых баз или газонаполнительных станций (до 30-50 км), получают сжиженные газы непосредственно с КБ или ГНС в баллонах. Баллоны доставляют бортовыми автомобилями или специальными автомобилями, приспособленными для перевозки баллонов.

Специальные автомобили предназначены для перевозки баллонов вместимостью 50 или 55 л в ячейках кузова. Кузов такой машины представляет собой клетку, сваренную из металлических труб и уголков. Кузов укрепляют на шасси автомобиля. Баллоны укладывают в ячейки горизонтально к середине кузова, а для облегчения погрузки и разгрузки баллонов их можно укладывать в ячейки на подвижные ролики, обтянутые резиновыми трубками, смягчающими удары. Баллоны в ячейках запирают специальной штангой. Кузов автомобиля сверху покрывают теньевым кожухом, который предохраняет баллоны от прямых солнечных лучей.

Для сжиженных углеводородных газов используют баллоны вместимостью 5; 12; 27; 40; 50; 55 и 80 л. Наибольшее распространение получили баллоны вместимостью 5, 27 и 50 л.

При больших расстояниях от индивидуальных потребителей до КБ и ГНС непосредственная доставка сжиженных газов становится нерациональной. В таких случаях организуют промежуточные пункты обмена баллонов (ПОБ). Баллоны,

заправленные на КБ и ГНС, доставляют на такие промежуточные пункты в большегрузных автомобилях.

На промежуточных пунктах доставленные с КБ и ГКС в автоцистернах сжиженные газы можно разливать в баллоны.

В последнее время доставку СУГ отдаленным от КБ и ГНС производственным и коммунально-бытовым хозяйствам осуществляют в резервуарах вместимостью от 0,5 до 3,5 т, получивших название "скользящие".

52. Перевозка СУГ водным транспортом.

Существуют три типа судов для транспорта сжиженных углеводородных газов.

1. Танкеры с резервуарами под давлением. Резервуары этих танкеров рассчитывают на максимальную упругость паров продукта при +45 °С, что составляет около 16 кгс/см .

2. Танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением (полуизотермические). Сжиженный газ транспортируется при промежуточном охлаждении (от -5 до +5 °С) и пониженном давлении (3-6 кгс/см).

3. Танкеры с теплоизолированными резервуарами под давлением, близким к атмосферному (изотермические). В изотермических танкерах сжиженные газы транспортируют при давлении, близком к атмосферному, и низкой отрицательной температуре (-40 °С для пропана, аммиака; -103 °С -для этилена и-161 °С - для сжиженного природного газа).

По форме устанавливаемых на танкере резервуаров газовозы могут быть разделены на танкеры, оборудованные сферическими, цилиндрическими и прямоугольными резервуарами.

Танкеры с резервуарами под давлением. Масса грузовых резервуаров значительно превышает массу аналогичных устройств при других способах перевозки сжиженных газов, что соответственно увеличивает резервы и стоимость судна. Грузоподъемность резервуаров - до 2000 м³. Производительность налива-слива - 30-200 т/ч. Применяются танкеры при сравнительно небольших грузопотоках и отсутствии специального оборудования на береговых базах и танкерах.

Полуизотермические танкеры характеризуются универсальностью приема с береговых баз сжиженного газа при разнообразных температурных параметрах. В связи с уменьшением массы грузовых резервуаров и возможностью придания им прямоугольной формы уменьшаются размеры танкера и улучшается использование объема резервуаров. Вместимость резервуаров - 2000-13000 м³. Производительность налива-слива - 100-420 т/ч. Применяются эти танкеры при значительных грузооборотах и при наличии соответствующего оборудования на береговых базах и танкерах.

Изотермические танкеры являются наиболее совершенными, они позволяют увеличить производительность налива-слива и соответственно пропускную способность береговых баз и оборачиваемость флота. Вместимость резервуаров свыше 10000 м³. Производительность налива-слива - 500-1000 т/ч и более. Характеризуются большими размерами и применяются при значительных грузооборотах.

Выбор способа транспортировки газа зависит от целого ряда технических и экономических факторов, связанных не только с размерами и конструкцией судна, но и с условиями хранения сжиженного газа на берегу.

53. Транспортировка СУГ по трубопроводам.

Сжиженные газы транспортируют по трубопроводам при доставке их с заводоизготовителей крупным потребителям, в основном предприятиям нефтехимии.

Сжиженные газы могут легко переходить в газообразное состояние, заполнять часть сечения потока, что может привести к резкому повышению потерь давления на трение и, как следствие, к снижению пропускной способности трубопровода. Кроме того, при прохождении газожидкостной смеси через насос возможны кавитационные явления. Опасной точкой

трубопровода СУГ является верхняя точка профиля трассы трубопровода, так как здесь наиболее возможно испарение жидкой фазы. Для обеспечения однофазного течения жидкости в конце трубопровода устанавливают регулятор давления (до себя) 7, с помощью которого можно обеспечить требуемое давление в контрольном сечении трубопровода независимо от производительности трубопровода.

По магистральным трубопроводам сжиженные газы (пропан, бутан) можно перекачивать как совместно с другими нефтепродуктами (бензинами), так и без них по специальным пропан-бутановым трубопроводам. При последовательной перекачке бензина, бутана, пропана и пропан-бутановых смесей по одному и тому же трубопроводу смешение этих продуктов незначительно.

На разветвленных трубопроводных системах необходимо точно определять время появления "головы" партии продукта на приемном пункте для переключения приемных емкостей. При этом следует учитывать изменение объема партии из-за изменения температуры и давления по длине трубопровода.

54. Определение объемов хранилищ.

В связи с непрерывным ростом производства и потребления сжиженных газов требуется увеличение общего объема хранилищ и усовершенствование способов хранения. Хранилища сжиженных газов необходимы на газо- и нефтеперерабатывающих

заводах, установках стабилизации нефти, газоприемораздаточных и газонаполнительных станциях, на химических предприятиях, для нормальной эксплуатации трубопроводов сжиженного газа и регулирования сезонной неравномерности газопотребления. Мелкие емкости сжиженного газа используют для коммунально-бытовых нужд, в сельской местности и на транспорте. Без хранилищ сжиженного газа невозможна непрерывная и надежная работа транспортно-распределительной системы газоснабжения.

Хранилища для сжиженных углеводородных газов по своему назначению можно разделить на следующие основные группы.

Группа А - хранилища, находящиеся на газо- и нефтеперерабатывающих заводах. Объем резервуарного парка таких хранилищ определяют по формуле

$$V_A = \frac{M_r \cdot \tau}{365 \cdot \rho \cdot k_3}$$

где M_r - годовой объем производства сжиженного углеводородного газа;

τ - время хранения, сут (2-20), определяется в зависимости от принятого для промышленного предприятия норматива;

ρ - плотность хранимого продукта;

k_3 - коэффициент заполнения резервуаров хранилищ.

Группа Б - хранилища на перевалочных кустовых и портовых базах сжиженного углеводородного газа, резервуарные парки газонаполнительных станций (ГНС). Необходимую емкость резервуарного парка следует определять в зависимости от суточной производительности хранилища, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения сжиженного углеводородного газа. Количество резервируемого газа целесообразно рассчитать в зависимости от времени работы хранилища без поступления газа τ_p . Величину τ_p определяют по формуле

$$\tau_p = \frac{\ell}{V_{mp}} + \tau_{np} + \tau_3$$

где ℓ - расстояние от завода-поставщика сжиженного углеводородного газа до хранилища;

V_{mp} - нормативная скорость доставки грузов (для железной дороги при перегонной отправке принимается 330 км/сут);

τ_{np} - время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием продукта (принимается 1 сут);

τ_3 - время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов в хранилище (в зависимости от местных условий принимается 3-5 сут).

Группа В - хранилища у потребителей (крупные промышленные предприятия, населенные пункты). Необходимый объем этих хранилищ рассчитывают из годовой потребности и характера потребления сжиженного углеводородного газа.

Группа Г - хранилища для сглаживания неравномерности потребления газа. Они обеспечивают бесперебойную и непрерывную подачу газа при колебаниях (сезонных, суточных, часовых) его потребления. Объем хранилищ V_r для сглаживания неравномерности с применением сжиженного природного газа (СПГ) определяют по формуле

$$V_r = \frac{MP}{100 \cdot \varphi},$$

где М - годовое потребление газа;

П - величина пиковой нагрузки (в % от всего потребляемого газа);

φ - количество паровой фазы, получаемой при регазификации из 1 м³ сжиженного природного газа.

В некоторых случаях для сглаживания неравномерности газопотребления эффективнее применять сжиженные газы (пропан, бутан). При этом объем необходимого количества резервного сжиженного газа становится меньше, так как его теплота сгорания примерно в 3 раза больше теплоты сгорания метана.

Объем хранилищ для регулирования неравномерности газопотребления V_r с применением пропан-бутановых смесей определяют по формуле

$$V_r = \frac{Q_r \cdot V_m}{Q_{rc}},$$

где Q_r - теплота сгорания природного газа;

V_m - объем хранилища природного газа;

Q_{rc} - теплота сгорания газозелудушной смеси сжиженного газа (пропан, бутан).

55. Хранение СУГ под давлением в металлических резервуарах.

Стальные резервуары бывают цилиндрические и сферические, а в зависимости от монтажа - наземные, подземные и с засыпкой. В первом случае внешняя среда обуславливает температурный режим хранимого сжиженного газа: изменение температуры воздуха вызывает соответствующие изменения температуры сжиженного газа. Разница в температурах сжиженного газа и атмосферы незначительная - порядка 1...

2 К. Максимальная температура сжиженного газа в наземных резервуарах определяется максимальной температурой воздуха в летний период.

При заглублении резервуаров температура газа мало зависит от колебаний температуры воздуха и больше зависит от температуры окружающей среды. Давление сжиженного углеводородного газа в резервуарах изменяется в зависимости от температуры хранимого в них продукта. Максимальное давление в резервуаре обуславливается упругостью насыщенных паров при максимальной температуре внешней среды. Сжиженные газы хранят в цилиндрических и шаровых резервуарах. Вместимость цилиндрического резервуара должна быть не более 200 м³ для СУГ и 250 т для аммиака, вместимость шарового резервуара для СУГ, входящих в состав газонаполнительных станций, - не более 600 м³, для СУГ, хранящихся на сырьевых и товарных складах нефтехимических предприятий, - не более 2000 м³. Вместимость шарового резервуара для хранения аммиака не должна превышать 2000 т при p_{xp} до 1 МПа, 950 т при p_{xp} от 1 до 1,6 МПа и 500 т при p_{xp} от 1,6 до 2 МПа включительно.

Металлические (стальные) резервуары для сжиженных газов изготавливают четырех типов:

—цилиндрические передвижные объемом 600, 1000 и 1600 л для наземной установки;

—цилиндрические стационарные объемом 2,5, 5 и 10 м³ для подземной установки;

—цилиндрические стационарные объемом 25, 50, 100, 160 и 200 м³ для наземной и подземной установок;

—шаровые объемом 300, 600, 900, 2000 и 4000 м³ для наземной установки.

56. Шахтные хранилища СУГ.

Шахтные хранилища представляют собой отдельные тоннели или систему взаимосвязанных горизонтальных выработок, имеющих уклон 0,002 в направлении, где установлен откачивающий насос. Хранение сжиженных газов и нефтепродуктов практически осуществимо в таких подземных емкостях шахтного типа, которые находятся в мощных устойчивых отложениях естественно непроницаемых пород или пород, поддающихся герметизации с помощью сравнительно несложных инженерных мероприятий. В частности, герметичность подземных емкостей можно обеспечить подпором подземных вод с подвижной и неподвижной водяной подушками. Горные породы считают пригодными для сооружения хранилищ углеводородного сырья, если они

не фильтруют хранимый продукт, не содержат включений, влияющих на кондицию хранимого продукта, устойчивы против горного давления.

В зависимости от объема хранилища, количества одновременно хранимых видов продуктов, горно-геологических и горнотехнических факторов подземные хранилища углеводородного сырья сооружают камерного типа с замкнутой системой выработок емкостей, камерного типа с обособленными выработками-емкостями, ячеистого типа.

Подземная часть хранилищ углеводородного сырья шахтного типа состоит из системы горных выработок: вскрывающих выработок вспомогательного назначения и непосредственно выработок-емкостей. Вертикальные выработки в период строительства хранилища используют для спуска и подъема людей, грузов, извлечения породы, вентиляции, прокладки водоотводящих труб, кабелей и т. д.

В основу технологических схем эксплуатации подземных хранилищ шахтного типа положено использование насосных или самотечных способов заполнения и насосных или безнасосных способов опорожнения подземных емкостей.

В технологических схемах хранилищ, эксплуатирующихся с подпором подземными водами, дополнительно предусматривают системы для отбора подземных вод погружными насосами.

57. Подземные хранилища СУГ в отложениях каменной соли.

В соляных пластах достаточно большой мощности на глубине, обеспечивающей гидростатическое давление, превышающее давление хранимого продукта, через буровые скважины путем размыва (выщелачивания) сооружают полости-резервуары. Такие резервуары занимают обычно большой объем: от 1 тыс. м³ до 1,5 млн. м³. Каменная соль имеет предел прочности 25-30 МПа и не влияет на качество сжиженных углеводородных газов. При увеличении давления каменная соль резко повышает свои пластические свойства, особенно при смачивании. Капиллярные трещины в кристаллах закрываются, и это приводит к значительному повышению предела прочности на растяжение. Выбор методов и схем создания подземных емкостей зависит от мощности пласта, структурных особенностей, условий залегания, физико-химических характеристик соляного тела, содержания и характера распределения в нем нерастворимых включений. Залежи каменной соли могут иметь строение: пластовое, пластово-линзообразное, купольное и штоковое. Характер литологического состава соленосной толщи и содержание в ней нерастворимых примесей являются определяющими факторами выбора способа сооружения камер подземных хранилищ.

Размыв соли осуществляют по двум схемам: закачкой пресной воды и выдавливанием на поверхность рассола (циркуляционный метод); струями воды,

разбрызгиваемыми при атмосферном или повышенном давлении в емкости специальным оросителем (струйный метод или орошение), при этом рассол откачивают из размываемой камеры погружным насосом, а также выдавливают сжатым воздухом или газом

58. Изотермическое хранение СУГ в стальных и железобетонных резервуарах.

Хранение СУГ в низкотемпературных изотермических (стальных, железобетонных, ледопородных) емкостях получило широкое применение. Это объясняется высокой эффективностью таких резервуаров. Отметим, что хранить сжиженный метан или природный газ можно только в низкотемпературных хранилищах (рис. 8.6). Изотермическое хранение сжиженных углеводородных газов при давлении, незначительно отличающемся от давления внешней среды, имеет преимущества вследствие меньших затрат металла, меньшей территории, занимаемой хранилищем, и большей безопасности хранения.

Постоянное низкое давление сохраняется путем откачки паров сжиженных углеводородных газов для использования в газораспределительной сети или повторного сжижения паров. Температура хранения жидкого пропана при изменении давления от 2000 до 15000 Па по сравнению с атмосферным колеблется в пределах 2 °С, н-бутана - в пределах 4 °С, изобутана - в пределах 12 °С.

Толщину стенки хранилища определяют из условия искусственного охлаждения сжиженного газа, подлежащего хранению, до температуры, при которой давление его насыщенных паров будет близко к атмосферному давлению. В таких условиях достаточно, чтобы стенки внутреннего сосуда хранилища выдерживали как гидростатическое давление продукта, так и незначительное дополнительное давление. При таком суммарном давлении разрешается применение тонкостенного хранилища.

59. Подземные ледопородные хранилища СУГ.

Хранение сжиженного газа возможно и в замороженном грунте при давлении до 2,5 кПа. Проектирование ледопородного резервуара производят на основе данных инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий. Сооружение допускается в рыхлых водонасыщенных (коэффициент водонасыщения больше 0,8), однородных по литологии и выдержанных по мощности грунтах, подстилаемых водоупором, при условии, что скорость движения грунтовых вод не превышает 2,5 м/сут, а также в слабообводненных (коэффициент водонасыщенности меньше 0,8) грунтах без прочных структурных связей при условии их искусственного обводнения. Подземный ледопородный резервуар представляет собой емкость, стенки и днище которой

выполнены из замороженных горных пород, а перекрытие - из традиционных строительных материалов: стали, алюминиевых сплавов или бетона.

Сооружение подземных ледопородных резервуаров возможно в любых грунтах. Однако наиболее приемлемыми являются песчано-гравийные грунты с влагонасыщенностью 60-90 % при наличии в них не более 20 % мелкодисперсных глинистых частиц.

Одним из основных требований, предъявляемых к ледопородным резервуарам, является создание трещиностойкой, непроницаемой для газа ледопородной оболочки. Подземные низкотемпературные резервуары сооружают, как правило, с применением предварительного замораживания пород. Предварительное замораживание пород необходимо вести согласно "Техническим условиям на производство работ по искусственному замораживанию грунтов при строительстве метрополитенов и тоннелей" (ТУ-111-56).

Предварительное замораживание горных пород необходимо для обеспечения:

—водонепроницаемости и прочности ледопородной оболочки, способной воспринять на себя полное горное давление и технические нагрузки;

—сохранности проектного направления и габаритов выработок, а также прилегающих к выработке наземных и подземных коммуникаций;

—максимальной скорости строительства.

60. Устройство кустовой базы (газонаполнительной станции) сжиженного углеводородного газа.

Кустовая база сжиженных газов имеет следующую организационную структуру.

Цех слива-налива сжиженных углеводородных газов. Его назначение - прием от поставщиков железнодорожных цистерн со сжиженными углеводородными газами, слив газа из них в резервуары парка хранения, подача сжиженных углеводородных газов из резервуаров парка хранения в наполнительный цех. В состав цеха входят сливо-наливная железнодорожная эстакада и подъездные железнодорожные пути, насосно-компрессорное отделение и парк хранения сжиженных углеводородных газов.

Наполнительный цех. Здесь осуществляют налив сжиженного углеводородного газа в баллоны и автоцистерны, отпуск их потребителям, ремонт баллонов и заправку газобаллонных автомашин. В состав цеха входят наполнительное отделение, отделение слива тяжелых неиспарившихся остатков газа из баллонов и их дегазации, отделение ремонта баллонов, погрузочно-разгрузочные площадки, колонки для наполнения автоцистерн и заправки газобаллонных автомашин.

Ремонтно-механический цех. В нем проводят профилактические мероприятия и ремонт с целью обеспечения безопасности и бесперебойной работы КБ, следят за исправностью ремонтных машин, оборудования. Рабочие цеха участвуют в ликвидации аварий во всех цехах и службах КБ. В ведении цеха находятся ремонтно-механическая мастерская, машины, оборудование и механизмы для выполнения ремонтных работ. •

Служба энерговодоснабжения. Основные задачи этой службы - бесперебойное обеспечение электроэнергией, водой и теплом (отопление) служб КБ и удаление с ее территории сточных вод, содержание в технически исправном состоянии оборудования и коммуникаций. К службе энерговодоснабжения относят все электрооборудование, сети и электроизмерительные приборы, мастерскую по ремонту

электрооборудования, котельную и теплосети, водонасосную и сети водопроводов, градирню, резервуары для воды, установку по очистке и смягчению воды, установку по очистке сточных вод и сети канализации. В отдельных случаях службу энерговодоснабжения можно разделить на несколько служб.

Служба связи обеспечивает бесперебойную прямую связь КБ со станцией железной дороги и городской телефонной станцией, а также местную телефонную связь на территории КБ и с квартирами ответственных работников кустовой базы. В ведении службы находятся сети и оборудование местной и внешней связи.

Транспортная служба. Основные задачи ее - обеспечение бесперебойных перевозок сжиженных углеводородных газов потребителям и содержание в технически исправном состоянии транспортных средств и оборудования гаража. В ведении службы находятся гараж, автомашины, открытая стоянка и мойка для автомашин.

Служба автоматики и КИП предназначена для обеспечения технически исправного состояния и бесперебойной работы имеющихся на КБ устройств автоматики, сигнализации и КИП. В ее ведении находятся мастерская для ремонта приборов и приборы для контрольных поверок.

Химическая лаборатория. Основные задачи лаборатории выполнение химических анализов сжиженных углеводородных газов, смазочных масел, воды, определение степени одоризации газов, постоянный контроль за загазованностью помещений КБ, а также резервуаров и колодцев (канализации и др.) при выполнении ремонтных работ. В ведении лаборатории находятся приборы, оборудование и реактивы для выполнения химических анализов.

Ремонтно-строительная служба осуществляет надзор за технически правильным содержанием производственных зданий и сооружений КБ и ремонт, поддерживает в надлежащем состоянии дороги на территории КБ, выполняет работы по благоустройству

площадки КБ. В ведении службы находятся плотницко-столярная мастерская, материалы и инструменты для выполнения ремонтно-строительных работ и работ по благоустройству площадки КБ.

Газоспасательная служба. Основные задачи добровольных газоспасательных дружин (ДГСД) - наблюдение за выполнением правил и инструкций по технике безопасности, противопожарных правил и мероприятий, участие в ликвидации аварий и спасении пострадавших. В ведении этой службы находятся индивидуальные спасательные средства, применяемые при ликвидации аварий.

61. Анализ методов перемещения сжиженных углеводородных газов.

На кустовых базах, газонаполнительных и газоприемораздаточных станциях (ГПРС) операции, связанные с приемом, хранением, перемещением и раздачей сжиженных газов, являются основными технологическими операциями.

Использование гидростатического напора. Слив сжиженных углеводородных газов осуществляют за счет разности уровней жидкости в опорожняемом и наполняемом резервуарах следующим образом. Опорожняемый и наполняемый резервуары соединяют по линиям паровой и жидкой фаз, давление в резервуарах выравнивают, и сжиженный пропан-бутан переливается за счет гидростатического напора столба жидкости.

Использование сжатого газа. При наличии вблизи КБ, ГНС или ГПРС источника инертного газа необходимого давления выгодным методом перемещения сжиженного газа из резервуара в резервуар является закачка инертного газа в паровое пространство освобождаемого резервуара. Причем инертный газ можно подавать через регулятор давления или компрессором.

Перемещение сжиженных углеводородных газов созданием разности температур в опорожняемом и наполняемом сосудах (нагревается сжиженный газ в освобождаемом резервуаре и охлаждается в наполняемом резервуаре). Из-за трудности осуществления широкого применения этот метод не нашел, так как нужно прогреть всю массу сжиженного газа.

Перемещение сжиженных газов насосами. Перемещение сжиженных газов с помощью насосов является довольно интересным с точки зрения надежности, удобства, простоты, малых энергетических затрат и капитальных вложений, однако для этого необходимы специальные самовсасывающие насосы или насосы, которые всегда находились бы под действием гидростатического напора столба жидкости. Кстати, железнодорожные цистерны только с верхним сливом сжиженного газа затрудняют применение чисто насосной схемы слива.

62. Заправка автомобилей сжиженными углеводородными газами.

Автогазозаправочные станции (АГЗС) служат для заправки газобаллонных автомобилей сжиженным газовым топливом (табл. 9.1).

АГЗС (рис. 9.3) включает в себя хранилище сжиженного газа из четырех резервуаров, насосно-компрессорное отделение, колонки для перекачки газа из автоцистерн в резервуары станции, колонки для заправки газом газобаллонных автомобилей, систему автоматической сигнализации опасности, сантехнические, электрические и другие системы.

При размещении оборудования АГЗС следует обеспечить следующие требования

Максимальный объем группы резервуаров со сжиженным газом АГЗС, расположенной на ее территории, не должен превышать 100 м^3 , а объем одного резервуара - 25 м^3 (СНиП И-37-76).

На АГЗС применяют компрессоры АВ-22, АУ-45 и насосы С5/140,
1.5ХГ-3-2Д

Минимальное расстояние от резервуаров с газами составляет: до здания насосно-компрессорного отделения и установок испарения и смешивания газов - 10 м, до колонок для заправки и перекачивания газов - 20 м.

63. Регазификация сжиженных углеводородных газов.

Сжиженные углеводородные газы для подачи в газораспределительные сети или непосредственно в газовые приборы подвергаются регазификации. Под регазификацией понимают обратный процесс перехода углеводородов из жидкого состояния в газообразное путем испарения или кипения жидкой фазы и дальнейший перегрев полученных насыщенных паров. Для непрерывного протекания процесса регазификации необходим непрерывный приток теплоты к жидкой и паровой фазам. Отбор паров осуществляют через регулятор давления. Минимальное давление в испарителе обуславливается потерей давления в регуляторе и распределительном газопроводе с учетом номинального давления газовых приборов. Так, для пропана минимальное давление в испарителе при давлении за регулятором 2500-3000 Па может быть в пределах 0,2-1 МПа, что соответствует температуре жидкой фазы для пропана от 248 до 303 К. При этой температуре теплоносителем может быть любая жидкость или газ, имеющие более высокую температуру.

Различают естественную и искусственную регазификацию сжиженных углеводородных газов. Естественное испарение сжиженных углеводородных газов происходит обычно в тех же резервуарах и баллонах, где хранится газ. В качестве теплоносителя могут быть использованы воздушная окружающая среда или грунт. Минимальная испаряющая способность резервуаров, расположенных на открытом

воздухе, наблюдается в ночные часы или в наиболее холодные сутки года, минимальная испаряющая способность заглубленных резервуаров - в весенние месяцы. Минимальное количество испаряемого газа оценивают на основе многолетних замеров температуры воздуха или грунта. При естественном испарении вначале испаряются легкие, затем тяжелые компоненты смеси сжиженных углеводородов. Потребитель получает газ переменного состава и теплоты сгорания, а в резервуаре могут накапливаться тяжелые неиспаряющиеся остатки. В северных районах установки с естественным испарением монтируют в отапливаемых помещениях с одинаковой периодичной температурой, поэтому в этом случае испарение будет происходить более равномерно. При испарении или кипении сжиженных углеводородных газов в специальных теплообменниках путем подачи "горячего" теплоносителя количество испаряемого газа возрастает. Такой метод регазификации называется искусственным. В качестве теплоносителя широко используют водяной пар или горячую воду, а также продукты сгорания газа. Может быть использован также электрический метод подогрева. К регазификационным установкам сжиженного углеводородного газа с естественным испарением относят: баллонные установки сжиженного газа, резервуарные установки с естественным испарением, регазификационные и резервуарные установки с искусственным испарением, установки для получения газоздушных смесей, регазификационные установки большой производительности.

64. Конструктивные особенности испарителей сжиженных углеводородных газов.

Конструктивно испарители сжиженных углеводородных газов делят на испарители прямого и непрямого подогрева. В первом случае жидкая фаза получает теплоту через стенки непосредственно от горячего теплоносителя. К этому типу относят змеевиковые, трубчатые, пленочные, форсуночные, электрические и огневые испарители. В испарителях непрямого подогрева используется теплота от промежуточного теплоносителя между подогревателями и стенкой испарителя. В качестве теплоносителя в основном применяется горячая вода или водяной пар.

65. Резервуарные баллонные установки с естественным и искусственным испарением.

Регазификационная резервуарная установка с естественным испарением состоит из одного или нескольких емкостей, соединенных между собой уравнительными парофазными и жидкостными трубопроводами. Резервуары оборудуют арматурой для заполнения их сжиженным углеводородным газом, замера уровня жидкой фазы,

предохранительными клапанами, газопроводами высокого давления и регуляторами низкого давления газа.

Резервуары можно устанавливать на земле или под землей. Они могут быть стационарными, когда сжиженный углеводородный газ доставляется автомашинами, и передвижными, когда их налив осуществляется на газораздаточных станциях.

Резервуары являются как емкостями для хранения сжиженных углеводородных газов, так и теплообменными установками для естественного испарения. В начале отбора паров сжиженный углеводородный газ имеет температуру, близкую к температуре окружающей среды, и соответствующее этой температуре давление насыщенных паров. Теплообмен между резервуаром и окружающей средой отсутствует.

Снижение давления происходит до минимального, определяемого режимом работы газораспределительной сети с учетом падения давления на регуляторах, установленных на резервуарах.

При установлении этого давления испарение сжиженных углеводородных газов за счет уменьшения энтальпии прекращается и наступает стационарный режим теплового притока из окружающей среды, обусловленный разностью температур резервуара и окружающей среды. При уменьшении отбора газа наблюдается как уменьшение теплового притока от среды, так и увеличение энтальпии сжиженных углеводородных газов.

Производительность наземных резервуарных установок является переменной величиной. Наземные резервуары устанавливают на фундаменты. Объем их достигает 1600 л. Они наиболее пригодны для использования в теплых районах страны. Их применяют также при работе установок, функционирующих в летний период. Подземные резервуары имеют цилиндрическую форму. Резервуары устанавливают в котловане на фундаментах на 600 мм ниже верхней образующей поверхности земли. Наружная поверхность резервуаров покрыта слоем битумной изоляции. Для защиты от статического электричества их заземляют.

Применяют преимущественно подземные групповые резервуарные установки, которые включают в себя несколько резервуаров, соединенных между собой трубопроводами жидкой и паровой фаз. В типовых проектах обычно рассматриваются групповые установки, состоящие из 2...4 резервуаров объемом 2,5...50 м³. Максимальный объем одного резервуара не более 5, 10, 25 и 50 м³ при подземном расположении резервуаров с общим объемом хранения соответственно до 20, 50, 100 и 300 м³. Для увеличения испарительной способности групповой установки в некоторых случаях устанавливают резервуары с большой поверхностью теплообмена (например, трубчатый

резервуар). Резервуары групповой установки соединяют с учетом выключения на профилактический ремонт части резервуаров.

66. Использование газоздушных смесей для газоснабжения.

Использование газоздушных смесей для газоснабжения обусловлено рядом обстоятельств.

В практике, особенно при наличии аварийных ситуаций в системе газоснабжения природным газом, возникает необходимость замены того или иного вида газа без конструктивных изменений газового оборудования. Более высокие по сравнению с природным газом теплота сгорания и плотность сжиженных углеводородных газов требуют их смешивания с воздухом и используются в качестве топлива газоздушных смесей. В паровой фазе пропан-бутановых смесей, подаваемых по распределительным газопроводам в городскую газовую сеть, допускается лишь небольшая добавка бутана и только в теплые месяцы. В то же время выработка жидкою технического бутана на нефтеперерабатывающих и газобезиновых заводах достаточно велика, что приводит к необходимости решения вопроса более широкого использования бутана в качестве топлива. Использование смесей жидкого технического бутана для газоснабжения возможно с помощью установок пропан-бутано-воздушного газа, в которых осуществляется процесс смешивания перегретых паров пропана и бутана или чистого бутана с воздухом. При этом должны быть обеспечены постоянный состав и теплота сгорания газоздушной смеси. В этом случае газоздушную смесь можно использовать и для установок природного газа. Таким образом, хранилища сжиженных углеводородных газов могут быть применены для компенсации пиковых ситуаций в системе газоснабжения.

5.3 Пример заданий на лабораторную работу

Лабораторная работа №1 «Транспорт газа»

К 1. Для чего предназначен магистральный газопровод?

Магистральный газопровод предназначен для транспорта газа на дальнее расстояние

К 2. Какие объекты включает в себя система магистрального газопровода?

Сооружения по подготовке газа к дальнему транспорту

Линейная часть

Компрессорные станции

Газораспределительные станции

Подземные хранилища

К 3. Для чего предназначена газораспределительная станция?

ГРС предназначена для подачи потребителям газа с определенным давлением, степенью очистки, одоризации и его измерениям

К 4. До какой величины снижает ГРС давление газа для подачи потребителю?

На городские ГРП - с давлением 0,3 и 0,6 МПа

На ТЭЦ, АГНКС и другими специальным потребителям с давлением 1,2 и 2 МПа.

Лабораторная работа №2 «Газораспределительные станции (ГРС)»

К 1. На какие основные группы делятся ГРС по пропускной способности?

не более 25 тыс. м³ /час

не более 50 тыс. м³ /час

не более 150 тыс. м³ /час

свыше 150 тыс. м³ /час

К 2. Назовите формы обслуживания ГРС.

Надомная

Централизованная

Вахтенная

Периодическая

К 3. Как часто производятся плановые профилактические и ремонтные работы при централизованном обслуживании ГРС?

1 раз в неделю

К 4. К какому типу по технологическому исполнению относится АГРС-3?

Блочная (шкафная) автоматизированная газораспределительная станция

К 5. Из каких технологических блоков состоит АГРС-3?

Блок редуцирования

Блок переключения

Блок одоризации

Подогреватель газа

Блок сигнализации

К 6. Как производится обслуживание ГРС при периодической форме обслуживания?

Одним оператором в одну смену, периодически посещающим ГРС для выполнения работ согласно утвержденному графику.

К 7. К какому типу, по технологическому исполнению, относится ГРС "Ташкент-1"?

Блочнокорпусная автоматизированная ГРС

К 8. Из каких технологических блоков состоит ГРС "Ташкент-1"?

Устройство блочное технологическое

Блок сигнализации

Совмещенный подогреватель газа и воздуха

Блок одоризации

К 9. Какие узлы входят в состав устройства блочного технологического ГРС "Ташкент-1"?

Блок редуцирования

Блок очистки :

Блок переключения

Узел замера газа

К 10. Как производится обслуживание ГРС при надомной форме обслуживания?

Двумя операторами, работающими на ГРС согласно утвержденному графику

К 11. В каком виде поставляется БК ГРС-П-160 при заводском изготовлении?

Комплектные технологические и строительные блоки.

К 12. На какое количество выходов рассчитана БК ГРС-П-160?

Два выхода

К 13. Какие устройства служат для очистки газа от механических примесей на БК ГРС-П-160?

Многоциклонные пылеуловители

К 14. Как производится обслуживание ГРС при вахтенной форме обслуживания?

Круглосуточное дежурство обслуживающего персонала на ГРС посменно

К 15. В каком виде поставляется ГРС большой производительности выполненная по индивидуальному проекту?

Комплект необходимых узлов, запорной арматуры, трубопроводов и других частей.

К 16. Какие устройства служат для очистки газа на ГРС большой производительности?

Масляные пылеуловители

К 17. Какими способами производится регулирование давления газа при редуцировании на ГРС большой производительности?

Автоматическое регулирование с помощью регуляторов давления

Регулирование с помощью постоянно действующих обводных линий с дроссельными элементами в узле редуцирования

Ручное регулирование через байпасную линию узла переключения

Лабораторная работа №3 «Городские системы газоснабжения»

Система газоснабжения населенных пунктов состоит из источника газораспределения, ГРС и газоиспользующего оборудования. Источниками газораспределения являются элементы системы газоснабжения, служащие для подачи газа в ГРС. Она представляет собой систему наружных ГП от источника ввода газа потребителям, а также сооружений и технических устройств на них. К газовому оборудованию относят технические изделия полной заводской готовности, используемые в качестве составных элементов ГП. К ним относят: запорная арматура ГП, конденсаторы-сборники, конденсаторы. Система дальнего транспорта газа включает в себя промышленную установку подготовки газа к транспорту (ПГТ), устанавливаемую вблизи источника газа, и МГ, берущий начало на выходе ПГТ и заканчивающийся у крупных потребителей газа, для газоснабжения которых в конце МГ сооружаются крупные ГРС.

Лабораторная работа №4 «Газовые котельные»

Лабораторная работа №5 «Газовые горелки и их основные характеристики»

Горелочные устройства являются важнейшим элементом системы отопления любого теплового агрегата. Правильный выбор горелочного устройства, рациональная установка его на агрегате, соблюдение условий эксплуатации решающим образом влияют на эффективность и экономичность, а иногда на работоспособность всего агрегата. Топливосжигающее устройство, как один из основных элементов печного оборудования, в значительной степени определяет всю тепловую работу агрегата. Конструктивные особенности горелок непосредственно влияют на схему подвода топлива и воздуха к агрегату, схему смешения компонентов, интенсивность горения топлива и состав продуктов горения, аэродинамическую структуру факела. Работа горелочных устройств непосредственно связана с безопасностью эксплуатации теплового агрегата, особенно в периоды его пуска и выключения.

На основании опыта эксплуатации и анализа конструкции горелочных устройств можно сформулировать основные требования к их конструкции.

Конструкция горелки должна быть возможно более простой: без подвижных частей, без устройств, изменяющих сечение для прохода газа и воздуха и без деталей сложной формы, расположенных вблизи носика горелки.

Сложные устройства при эксплуатации себя не оправдывают и быстро выходят из строя под действием высоких температур в рабочем пространстве печи.

Сечения для выхода газа, воздуха и газозвушной смеси следует обрабатывать в процессе создания горелки. В процессе эксплуатации все эти сечения должны быть неизменными. Количество подаваемых через горелку газа и воздуха следует изменять только дроссельными устройствами, установленными на подводящих трубопроводах.

Сечения для прохода газа и воздуха в горелке и конфигурацию внутренних полостей следует выбирать таким образом, чтобы сопротивление на пути движения газа и воздуха внутри горелки было бы минимальным.

Давление газа и воздуха в основном должно быть использовано для создания требуемых скоростей в выходных сечениях горелки. Желательно, чтобы подача воздуха в горелку была регулируемой. Неорганизованная подача воздуха в результате разрежения в рабочем пространстве или путем частичного инжектирования воздуха газом может допускаться только в особых случаях.

При необходимости разделения газового потока на несколько струй применяют массивную насадку с соответствующим числом отверстий. При осуществлении частичного предварительного смешения газа и воздуха следует использовать какой-либо один способ, а не усложнять горелку большим числом элементов одного и того же назначения.

Для стабилизации горения предпочтительнее аэродинамические методы, то есть создание зон циркуляции продуктов сгорания, которые поджигают газозвушную смесь.

Применение горелок сложных конструкций бывает оправданным в тех случаях, когда горелка является единственным топливосжигающим устройством на агрегате, а тепловой режим агрегата требует изменения характеристик факела во времени. Сложные конструкции горелок применяют и в тех случаях, когда при проектировании теплового агрегата нет четких требований к тепловому режиму и его приходится подбирать при пусконаладочных работах путем изменения характеристик факела.

Кроме того, работая в составе печного оборудования, горелочные устройства должны удовлетворять общим техническим требованиям, регламентированным стандартами.

Лабораторная работа №6 «Использование газомоторного топлива»

В современных условиях газообразное топливо широко используется для технологических и бытовых целей. Его применяют и для ДВС.

Преимущества газообразного топлива:

- сгорает в теоретически необходимом количестве воздуха, что обеспечивает высокий тепловой КПД и температуру горения;
- при сгорании не образует нежелательных продуктов сухой перегонки и сернистых соединений, копоти и дыма;
- сравнительно легко подводится к объектам потребления и может храниться централизованно;
- легко воспламеняется в широком диапазоне температур окружающей среды;
- может быть использовано в сжатом или сжиженном состояниях для ДВС;
- обладает высокими противодетонационными свойствами;
- обеспечивает значительно меньший износ деталей двигателя.

Вместе с тем газообразное топливо имеет также определенные недостатки - отравляющее действие, образование взрывчатых смесей при смешивании с воздухом, повышенные утечки через неплотности.

Наиболее широко применяются природный или попутный газ нефтяных или газовых месторождений, а также заводские газы нефтеперерабатывающих и других заводов. Основными составляющими компонентами этих газов являются углеводороды с числом углеродных атомов в молекуле от одного до четырех (метан, этан, пропан, бутан и их производные).

Природные газы практически полностью состоят из метана (82-98%), с небольшой примесью этана (до 6%), пропана (до 1,5%) и бутана (до 1%). В попутных нефтяных газах содержание метана колеблется в пределах 40 - 85%, этана и пропана до 20% (каждого). В горючих газах могут содержаться также другие компоненты, поэтому газ специально очищают от нежелательных соединений.

Газообразное топливо по теплоте сгорания условно подразделяют на 3 группы:

- высококалорийное, с теплотой сгорания более 20000 кДж/м³ (природные газы, и нефтяные, получаемые из скважин попутно с нефтью и при ее переработке);
- среднекалорийное, с теплотой сгорания 10000-20000 кДж/м³ (коксовый, светильный, светильный газы);
- низкокалорийное, с теплотой сгорания до 10000 кДж/м³ (доменный, генераторный газы).

В зависимости от физических свойств газы могут быть сжатыми и сжиженными. Некоторые газы обладают низкой критической температурой, не переходят в жидкое состояние при обычной температуре даже под действием высокого давления (метан). Газы, которые имеют критическую температуру ниже обычных температур их применения, используют в основном в сжатом виде (при давлении до 20 МПа). Сжиженные - это газы, критическая температура которых выше обычных температур их применения. Такие газы используют при давлении до 1,5 - 2МПа.

Для автомобилей используют высоко- и среднекалорийные газы. Выпускают природный, коксовый метанизированный и коксовый обогащенный сжатые газы. Теплота сгорания их составляет соответственно 29000, 27000 и 22000 кДж/м³. Основным горючим компонентом этих газов является метан. Наличие в них сероводорода нежелательно. Октановое число природного газа равно 94ед. и более позволяет форсировать автомобильные двигатели по степени сжатия до 10-11. Высокое содержание водорода обеспечивает более полное сгорание газообразного топлива в цилиндре двигателя. При этом топливо более равномерно распределяется по цилиндрам. При применении газообразного топлива неравномерность распределения составляет до 20%, а жидкого топлива (бензина) в рабочей смеси достигает 35% и более, существенно снижается токсичность отработавших газов.

Наиболее часто на автомобилях устанавливают цилиндрические баллоны, рассчитанные на рабочее давление 20 МПа. В одном баллоне (емкостью по воде 50л) вмещается 10м³ газа. Установка на автомобиль газовых баллонов вызывает снижение полезной грузоподъемности на 5 - 20%, дальности пробега примерно 200км, мощности двигателя на 15 - 20%.

Для газобаллонных автомобилей используют также сжиженные пропан-бутановые фракции нефтяных и других газов. Теплота сгорания их составляет 46055 кДж/м³, октановое число не менее 85ед.

При работе двигателя на газообразном топливе значительно меньше загрязняется моторное масло, снижается количество отложений на деталях цилиндропоршневой группы.

По ГОСТ 20448-80 выпускают сжиженные газы трех марок: СПБТЗ – зимняя техническая пропано-бутановая смесь для коммунально-бытового потребления; СПБТЛ - летняя техническая пропано- бутановая смесь для коммунально-бытового потребления и других целей; БТ - технический бутан для коммунально-бытового потребления и других целей.

При работе двигателей на сжиженном газе мощность снижается значительно меньше, чем при работе на сжатом газе. Потери мощности двигателя при работе на сжатом и сжиженном газах можно компенсировать за счет повышения степени сжатия.

Лабораторная работа №7 «Сравнение текущих значений параметров газа, отображаемых на дисплее корректора, с данными архивов и журналов»

Учебный стенд «Измерительный комплекс»

Назначение: Стенд предназначен для проведения лабораторных работ по учету рабочего и приведенного к стандартным условиям объема природного газа и других неагрессивных и очищенных, одно- и многокомпонентных газов.

Состав: металлическое основание из алюминиевого профиля, измерительный комплекс, ноутбук, комплект проводов для подключения, паспорт.

Лабораторные работы:

- 1.Общее устройство и технические характеристики измерительного комплекса.
2. Определение приведенного к стандартным условиям объема газа.
3. Сравнение текущих значений параметров газа (объем, давление, температура), отображаемых на дисплее корректора, с данными архивов и журналов – суточного потребления и максимальных расходов текущего и прошедшего месяца с указанием времени и даты.
4. Настройка комплекса: ввод и изменение исходных условий и данных.
- 5.Представление отчетов о нештатных ситуациях, авариях несанкционированных вмешательствах.

Габариты и вес (не более): 1000*500*650, 40кг.